



## Référentiel technique

# Les installations photovoltaïques autonomes pour l'électrification rurale



AGENCE NATIONALE POUR  
LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE  
**ANME**

Un engagement durable et renouvelable

Elaboré par

**Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie (ANME)**

Cité Administrative Montplaisir, Avenue de Japon B.P.213

T +216 71 906 900

F +216 71 904 624

E [boc@anme.nat.tn](mailto:boc@anme.nat.tn)

W [www.anme.nat.tn](http://www.anme.nat.tn)

En partenariat avec

Projet de Renforcement du Marché Solaire en Tunisie

**Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

B.P. 753, 1080 Tunis-Cedex Tunesien / Tunisie

T +216 71 901 355

F +216 71 908 960

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)

W [www.giz.de](http://www.giz.de)

Responsables

**Karim Nefzi, ANME**

**Mohamed Ali Farhat, ANME**

**Sana Kacem, ANME**

**Mohamed Maghrebi, GIZ**

#### Historique de modifications

Version	Date	Nature de la révision (Validée par le groupe Ad hoc)
V-1	08-11-2018	Création et Validation

#### Membres du groupe Ad-hoc « Electrification Rurale »

ANME	Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie
MEHAT	Ministère de l'équipement, de l'habitat et de l'aménagement du territoire
APIA	Agence de Promotion des Investissements Agricoles
CFAD	Centre de Formation et d'Appui à la Décentralisation
CSPV	Chambre Syndicale du Photovoltaïque en Tunisie
ASSAD Tunisie	Fabricant local des batteries

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Avant-propos</b> .....	7
<b>Systèmes photovoltaïques autonomes pour l'électrification rurale</b> .....	8
1. Types de systèmes.....	8
2. Schéma de principe.....	8
<b>Composants des systèmes photovoltaïques pour l'électrification rurale et critères de choix</b> ....	10
1. Modules photovoltaïques .....	10
2. Supports de modules .....	10
2.1. Types de supports .....	10
2.2. Caractéristiques techniques .....	10
2.3. Matériaux constitutifs.....	10
2.4. Notes de calcul.....	11
3. Régulateur de charge / décharge.....	11
3.1. Types de régulateurs de charge/décharge.....	11
3.2. Caractéristiques des régulateurs charge/décharge.....	12
3.3. Critères de choix d'un régulateur charge/décharge .....	12
4. Onduleur (DC/AC) .....	12
4.1. Types d'onduleurs .....	12
4.2. Caractéristiques des onduleurs.....	12
4.3. Critères de choix .....	13
5. Batterie .....	13
5.1. Composition .....	13
5.2. Principe de fonctionnement.....	13
5.3. Batterie au plomb .....	14
5.4. Durée de vie de la batterie .....	14
5.5. Autres types de batteries.....	14
5.6. Caractéristiques de la batterie.....	15
5.7. Critères de choix .....	15
6. Câblage des systèmes photovoltaïques pour l'électrification rurale .....	16
6.1. Câblages côté courant continu.....	16
6.2. Câblage côté courant alternatif .....	16
6.3. Connecteurs .....	17
6.4. Câblage de mise à la terre .....	17
7. Organes de protection.....	18
7.1. Boîte de jonction.....	18
7.2. Coffret DC .....	19
7.3. Fusibles DC : .....	19
7.4. Portes fusibles.....	19
7.5. Interrupteur sectionneur DC : .....	20
7.6. Parafoudres DC.....	20
7.7. Coffret AC.....	21
7.8. Disjoncteur différentiel.....	21
7.9. Organes de coupure d'urgence.....	21
7.10. Fusibles de batterie .....	22
7.11. Portes fusibles .....	22
<b>Conception et dimensionnement des installations photovoltaïques autonomes pour l'électrification rurale</b> .....	24
1. Définition du besoin électrique .....	24
1.1. Inventaire des appareils électriques.....	24
1.2. Calculs des besoins électriques .....	24
2. Evaluation du gisement solaire local .....	24
2.1. Angle d'inclinaison optimale .....	25
2.2. Contraintes d'ombrage .....	25
3. Performance d'une installation photovoltaïque autonome d'électrification rurale .....	25
3.1. Puissance crête et performances des modules .....	25
3.2. Rendement du régulateur.....	26
3.3. Rendement des batteries .....	26
3.4. Rendement de l'onduleur .....	26
3.5. Calcul des Pertes .....	26
3.6. Rendement global de l'installation photovoltaïque .....	27
4. Puissance crête du générateur photovoltaïque.....	28
5. Dimensionnement du champ photovoltaïque .....	28



5.1. Nombre de modules par chaîne .....	28
5.2. Nombre de modules en parallèle .....	29
6. Choix du régulateur de charge/décharge .....	29
7. Choix de l'onduleur.....	29
8. Dimensionnement du parc de batteries.....	29
8.1. Choix de la tension du parc de batteries .....	30
8.2. Choix de la capacité du parc de batteries .....	30
9. Dimensionnement des câbles DC .....	30
9.1. Courant admissible des câbles dans la partie DC.....	31
9.2. Chute de tension dans la partie DC .....	31
10. Dimensionnement des câbles AC.....	32
10.1. Courant admissible dans la partie AC .....	32
10.2. Chute de tension dans la partie AC : .....	32
11. Choix des composants des organes de protection .....	32
<b>Installation et mise en service</b> .....	33
1. Installation du champ photovoltaïque.....	33
1.1. Choix de l'emplacement.....	33
1.2. Implantation des structures .....	33
1.3. Fixation des modules .....	34
2. Installation du régulateur de charge/décharge .....	34
3. Installation de l'onduleur.....	35
4. Installation des batteries.....	35
4.1. Principes à respecter pour les groupements des batteries : .....	35
4.2. Mise en service des batteries.....	36
5. Installation des organes de protection.....	36
5.1. Mise en œuvre des boîtes de jonction et des coffrets DC.....	37
5.2. Mise en œuvre des coffrets AC .....	37
6. Câblage .....	38
6.1. Partie courant continu .....	38
6.2. Partie courant alternatif .....	38
6.3. Mise à la terre des composants d'une installation photovoltaïque .....	38
7. Signalisation .....	39
7.1. Identification des composants .....	39
7.2. Etiquetage .....	39
8. Mise en service .....	40
8.1. Inspection visuelle .....	40
8.2. Mesures.....	42
9. Dossier Technique.....	42
<b>Maintenance et exploitation de l'installation photovoltaïque autonome</b> .....	43
1. Isolement de l'installation photovoltaïque autonome .....	43
2. Entretien et maintenance .....	43
2.1. Types de maintenance et périodicité.....	43
3. Contrat de maintenance .....	44
<b>Annexes</b> .....	45
1. Annexe 1 : Eléments à considérer dans les études des structures : .....	45
2. Annexe 2 : Etudes de cas .....	48
Premier cas : .....	48
1. Calcul des besoins électriques:.....	48
2. Détermination de l'inclinaison optimale : .....	49
3. Puissance crête du générateur photovoltaïque.....	50
3.1. Dimensionnement du champ photovoltaïque.....	50
- Nombre de modules par chaîne : .....	50
3.1.1. Nombre de modules en parallèle : .....	50
4. Choix du régulateur .....	50
5. Choix de l'onduleur.....	51
6. Dimensionnement du parc de batteries.....	51
7. Dimensionnement des câbles DC .....	51
8. Organes de protection : .....	52
Deuxième cas : .....	53
1. Calcul des besoins électriques:.....	53
2. Détermination de l'inclinaison optimale : .....	53
3. Puissance crête du générateur photovoltaïque.....	54
3.1. Dimensionnement du champ photovoltaïque.....	54

- Nombre de modules par chaîne : .....	54
3.1.1. Nombre de modules en parallèle : .....	54
4. Choix du régulateur .....	54
5. Choix de l'onduleur.....	55
6. Dimensionnement du parc de batteries.....	55
7. Dimensionnement des câbles DC .....	55
8. Organes de protection :.....	56
3. Annexe 3 : Recherche et réparation de pannes.....	56
4. Annexe 4 : schéma multifilaire de référence (installation photovoltaïque pour électrification rurale DC/AC).....	60
5. Annexe 5 : niveau kéraunique par gouvernorat .....	61

## LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Impact de l'orientation et de l'inclinaison des modules sur le productible d'un module photovoltaïque .....	25
Figure 2 : Châssis lestés sur une toiture .....	33
Figure 3 : Châssis ancré sur une toiture.....	34
Figure 4 : Connecteur DC mâle-femelle .....	38
Figure 5 : Cartes des vitesses de vent $V_{b,0}$ [m/s] estimées à partir du potentiel d'énergie éolienne ....	45
Figure 6 : Représentation du coefficient d'exposition $c_e(z)$ pour $c_0 = 1,0$ et $k_l = 1,0$ .....	46

## AVANT-PROPOS

Dans le cadre de la mise en œuvre de la politique de l'état dans le domaine des énergies renouvelables et spécialement la promotion des systèmes photovoltaïques autonomes pour l'électrification rurale, l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) compte mobiliser les potentiels importants dans cette activité à travers une approche méthodique, transparente et garantissant la qualité et la conformité des prestations fournies à un référentiel technique.

Ce référentiel a été élaboré par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME) en partenariat avec le projet "Renforcement du Marché Solaire en Tunisie" (RMS), lancé par la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

L'objectif de ce référentiel technique est de mettre à la disposition des différents intervenants et opérateurs dans le domaine, un document de référence pour la conception, la fourniture, l'installation et l'exploitation des installations photovoltaïques autonomes dans le respect de critères de qualité et de durabilité.

En se référant à ce document, les intervenants et opérateurs du secteur seront en mesure de :

- Dimensionner et choisir les composants des systèmes photovoltaïques autonomes selon les besoins des utilisateurs ;
- Analyser et valider les dossiers et les propositions techniques relatifs à la réalisation de systèmes photovoltaïques autonomes ;
- Assurer la réception technique des installations autonomes en conformité aux dossiers techniques, selon les règles de l'art et en respectant la meilleure performance technique et énergétique ;
- Conseiller et orienter les intervenants et les clients pour réaliser les installations photovoltaïques susmentionnées conformément aux exigences et normes en vigueur.

Le présent référentiel est destiné aux :

- Etablissements concernés par le développement des énergies renouvelables dans les sites non raccordés au réseau électrique national et dans le secteur agricole (ANME, APIA, Conseils régionaux des gouvernorats, ...) ;
- Fournisseurs et installateurs des systèmes photovoltaïques autonomes ;
- Clients de ces types d'application (agriculteurs, foyers et établissements ruraux,...) ;
- Opérateurs de service dans le domaine : bureaux d'études, bureaux de contrôle, ...

## SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES POUR L'ELECTRIFICATION RURALE

A travers les systèmes photovoltaïques autonomes pour l'électrification rurale, l'énergie produite est directement utilisée et le surplus d'électricité non consommée est stocké dans des batteries qui prendront le relais en absence des rayons solaires.

### 1. Types de systèmes

Les principaux types de systèmes autonomes qui intègrent les modules photovoltaïques sont :

- Autonome DC/DC : Production DC (PV) et charge DC
- Autonome DC/AC : Production DC (PV) et charge AC
- Hybride : Production DC/AC (PV, aérogénérateur ou autres) et charge AC

Dans le cadre de ce référentiel, seuls les systèmes autonomes à partir des systèmes photovoltaïques seront traités.

### 2. Schéma de principe

Les schémas de principe des systèmes photovoltaïques autonomes présentés ci-après sont donnés à titre indicatif, pour chaque type de système fourni, le maître d'oeuvre est tenu de présenter un schéma de principe exhaustif et représentatif du système à installer.

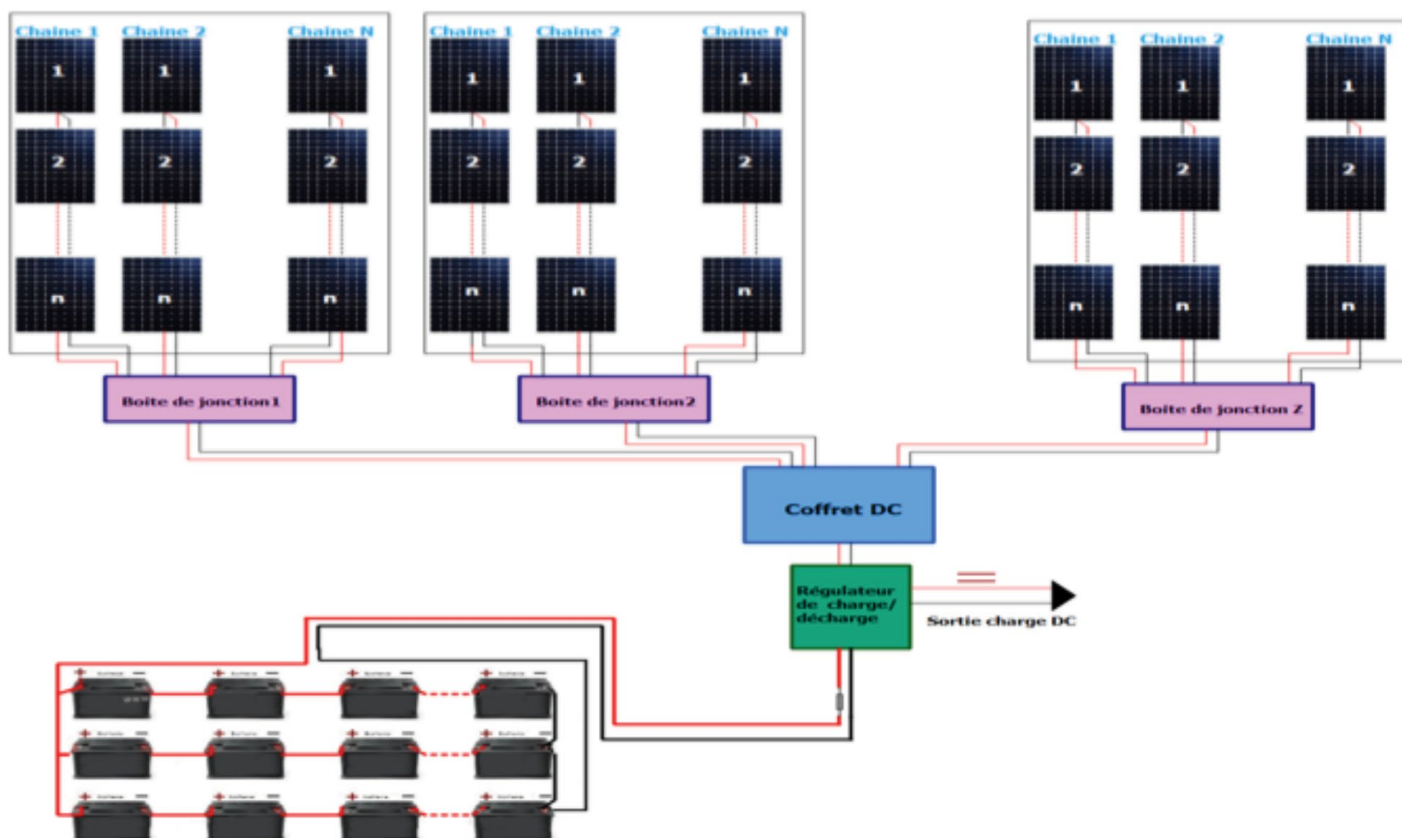


Schéma de principe d'un système photovoltaïque autonome DC/DC



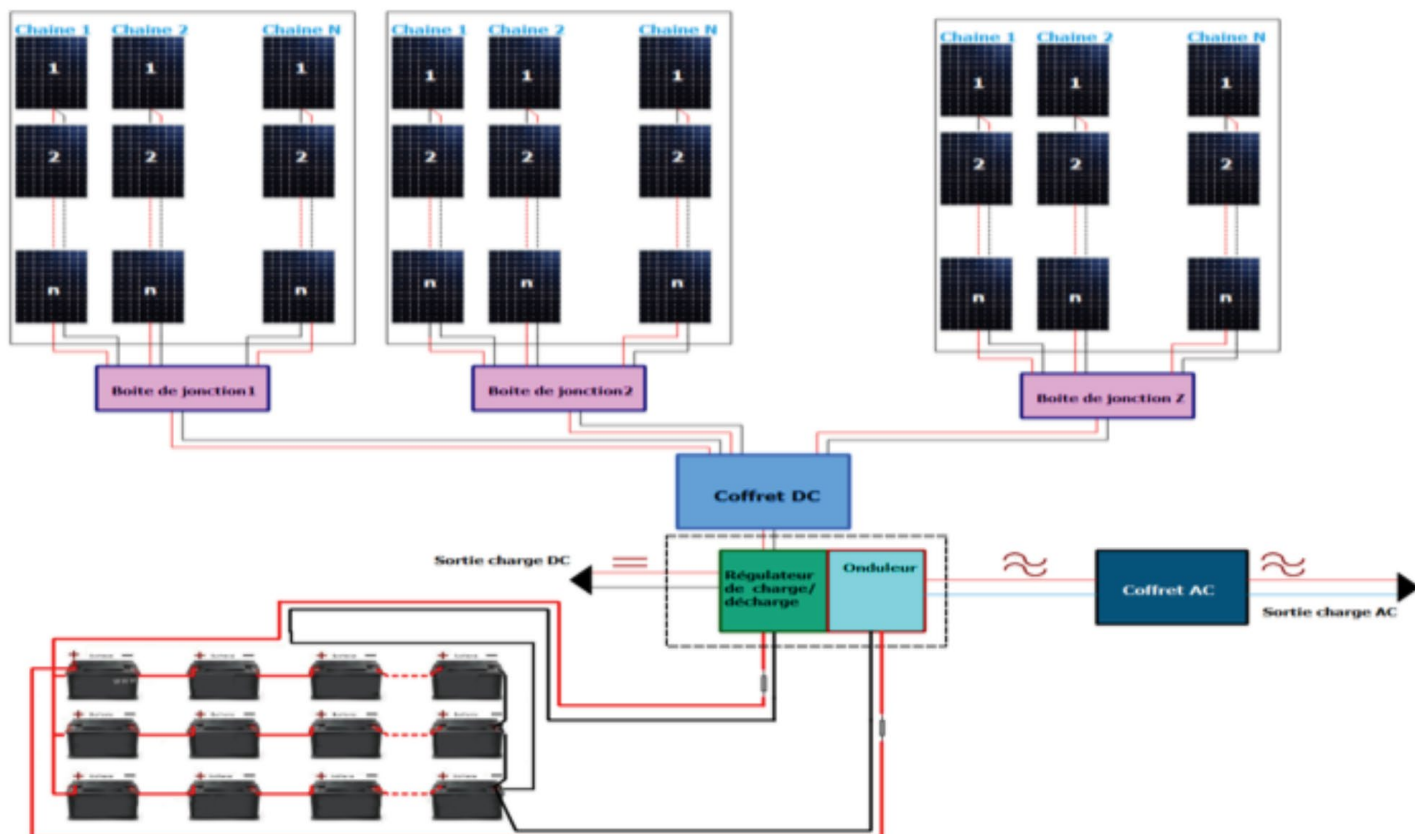


Schéma de principe d'un système photovoltaïque autonome DC/AC

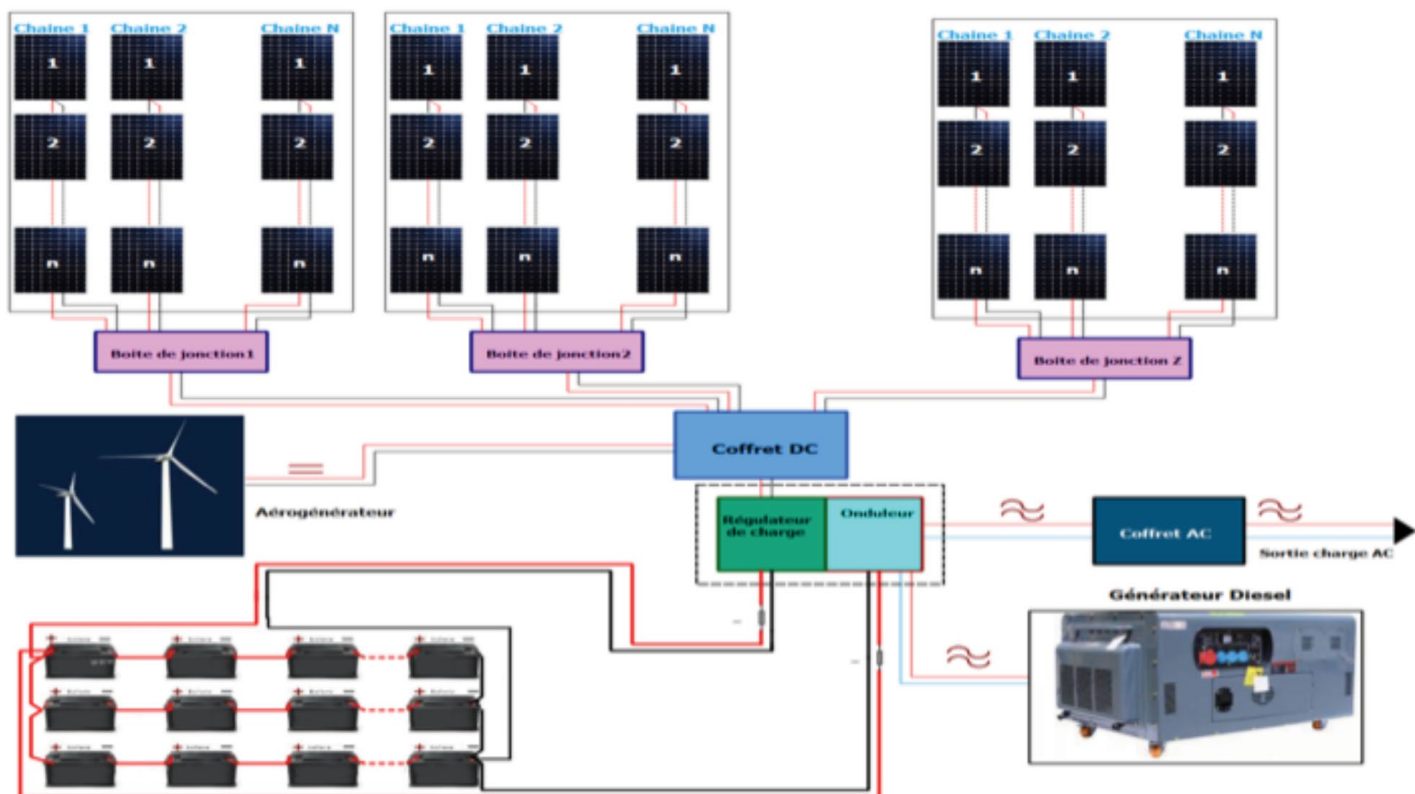


Schéma de principe d'un système photovoltaïque autonome hybride

# COMPOSANTS DES SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE ET CRITÈRES DE CHOIX

## 1. Modules photovoltaïques

Les modules photovoltaïques convertissent la lumière en électricité. Ils jouent le rôle de générateur dans les systèmes photovoltaïques autonomes.

Quelle que soit leur technologie, les modules photovoltaïques doivent être conformes aux normes :

- CEI 61215 : Modules photovoltaïques au silicium cristallin pour application terrestre- Qualification de la conception et homologation ;
- CEI 61646 : Modules photovoltaïques en couches minces à usage terrestre- Qualification de la conception et homologation ;
- CEI 60904-3 : Dispositifs photovoltaïques - Partie 3 : Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence ;
- CEI 61730 : qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques ;
- EN 50548 : Boîtes de connexion pour module photovoltaïque ;
- NF EN 50380 : Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques,

Pour l'admissibilité au marché national, les modules photovoltaïques doivent avoir un certificat d'homologation délivré par l'Agence Nationale pour la Maîtrise de l'Energie (ANME).

Pour chaque module photovoltaïque installé, les données réelles déterminées par le « Flash test » doivent être fournies au client et dans le dossier technique.

## 2. Supports de modules

Les schémas de principe des systèmes photovoltaïques autonomes présentés ci-après sont donnés à titre indicatif, pour chaque type de système fourni, le maître d'œuvre est tenu de présenter un schéma de principe exhaustif et représentatif du système à installer.

### 2.1. Types de supports

Les types de supports à utiliser sont :

- Structure posée ou ancrée au sol
- Structure fixée sur une façade verticale
- Structure fixée sur toiture / terrasse
- Structure fixée sur toiture industrielle ou charpente en bois sauf indication contraire.

### 2.2. Caractéristiques techniques

Les supports des modules photovoltaïques à utiliser devront être métalliques. Cette charpente est réalisée en aluminium ou en acier galvanisé à chaud. Ce choix de matériau est justifié par des contraintes telles que :

- Résistance mécanique (vent) ;
- Tenue aux effets des intempéries (corrosions, etc.) ;
- Conductivité thermique ;
- Facilité d'assemblage ;
- Poids, etc.

### 2.3. Matériaux constitutifs

Les matériaux constitutifs des supports de modules PV doivent être capables de résister à 10 ans d'exposition extérieure sans corrosion ou fatigue notables.

Les matériaux constitutifs suivants sont admis :

- Acier inoxydable ;
- Acier galvanisé à chaud en conformité aux exigences de la norme ISO 1461:2009 (Revêtements par galvanisation à chaud sur produits finis en fonte et en acier : Spécifications et méthodes d'essai) ;
- Aluminium anodisé.

Les autres types de matériaux tels que le bois ne sont pas acceptés.

## 2.4. Notes de calcul

Les notes de calcul des structures y compris leurs lestages devront être réalisées par des bureaux spécialisés dans les études des structures et conformément aux normes suivantes :

- CM66 : Règles de calcul des constructions en acier ;
- NFE25.007 : Éléments de fixation - Conditions de commande et de livraison ;
- NFE25.812 : Boulonnerie de construction à haute résistance apte à la précontrainte -système HRC - Boulons à précontrainte calibrée et sa mise à jour ;
- EN10025 : Produits laminés à chaud en aciers de construction ;
- NFP22.411-22.431-22.462-22.470-22.471-22.800 Construction métallique- Assemblages rivés - Exécution des assemblages
- Eurocode 9 : Calcul des structures en alliages d'aluminium ;
- AL76 : Règles de conception et de calcul des charpentes en alliages d'aluminium ;
- EN 1090-2+A1 Exécution des structures en acier et des structures en aluminium - Partie 2 : exigences techniques pour les structures en acier ;
- NF EN1999 : Calcul des structures en aluminium.

Pour les installations photovoltaïques autonomes de puissance supérieure à 10 kWc, les notes de calcul devront être approuvées par un bureau de contrôle.

## 3. Régulateur de charge / décharge

Les batteries sont des éléments sensibles qu'il convient de manier et de contrôler avec précautions afin d'éviter des problèmes de fonctionnement et de durabilité. En ce sens, la tension des batteries est un paramètre prépondérant qu'il convient de contrôler aussi bien lors de la charge que pendant la décharge. Or, la tension fournie par le champ photovoltaïque est une grandeur fluctuante au gré des conditions climatiques. Par conséquent, il devient nécessaire d'intégrer un élément d'électronique de puissance permettant de gérer convenablement la charge et la décharge du parc de batteries : c'est la fonction du régulateur de charge/décharge.

Le régulateur de charge /décharge doit être conforme aux normes :

- NF EN 62509 « Contrôleurs de charge de batteries pour systèmes photovoltaïques - Performance et fonctionnement » ;
- CEI 62109-1 « Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 1 : exigences générales ».

Pour les installations à usages DC, la fonction charge/décharge est assurée par un seul composant qui est le régulateur charge/décharge.

Pour les installations à usages AC, la gestion de décharge est généralement assurée par l'onduleur et la fonction du régulateur se limite à la gestion de la charge.

### 3.1. Types des régulateurs de charge/décharge

Les régulateurs de charge pour les installations autonomes photovoltaïques sont de deux types :

- Les régulateurs de charge PWM (Pulse Width Modulation) permettent juste d'adapter la tension des modules photovoltaïques à la tension de charge des batteries. Ils sont idéals pour les petites puissances photovoltaïques et en cas d'utilisation de modules photovoltaïques à 36 ou 72 cellules.
- Les régulateurs MPPT (Maximum Power Point Tracking) utilisent un circuit spécial cherchant le point de puissance maximale du générateur photovoltaïque pour charger les batteries avec le plus grand courant possible. Ils permettent d'obtenir jusqu'à 30% de rendement supplémentaire par rapport aux régulateurs PWM. Les régulateurs MPPT acceptent des tensions d'entrée élevées pouvant dépasser

250V et permettent ainsi de limiter la perte par effet joule. Ils sont adaptés à tous les types de modules photovoltaïques.

### 3.2. Caractéristiques des régulateurs charge/décharge

Les principales caractéristiques du régulateur charge/décharge sont :

- Plage de tension du générateur photovoltaïque admissible à l'entrée DC ;
- Tension de fonctionnement du système : elle peut être de 12 V, 24 V, 48 V etc. en fonction de la tension de la batterie ;
- Gestion intelligente de l'état de charge de la batterie : seuil de charge, tension finale de charge, tension de charge rapide, tension limite pour la décharge profonde, tension de réenclenchement de la charge ;
- Courant de fonctionnement maximal (entrée côté générateur photovoltaïque) ;
- Courant de charge maximal : il doit être supérieur à la charge (récepteurs) ;
- Suivi du point maximum de puissance MPPT ou PWM ;
- Autoconsommation en fonctionnement et en stand-by ;
- Rendement ;
- Indice de protection : IP 22 pour les installations intérieures, et IP 65 pour les installations extérieures ;
- Affichage et monitoring ;
- Protection contre le défaut de terre ;
- Compatibilité avec batteries Pb ouvert, Gel, AGM et autres types de batteries ;
- Protection contre les surtensions ;
- Protection contre l'inversion de la polarité des modules photovoltaïques, de la batterie et de la charge ;
- Protection contre les températures élevées ;
- Protection contre les surintensités côté générateur photovoltaïque, côté batterie et côté charges DC ;
- Système de communication sur les performances et l'exploitation du système et l'état de la batterie ;
- Garantie et service après-vente ;
- Dimensions et poids ;
- Certifications et rapports de test.

### 3.3. Critères de choix d'un régulateur charge/décharge

En fonction de la taille de l'installation, du lieu d'implantation et des exigences du client, les critères de choix sont à déterminer en se référant aux caractéristiques ci-dessus mentionnées.

Les régulateurs PWM ne sont acceptés qu'en cas d'utilisation de modules photovoltaïques de 36 ou 72 cellules et pour une puissance maximale du générateur photovoltaïque inférieure à 350 Wc.

## 4. Onduleur (DC/AC)

Un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance qui permet de convertir une tension et un courant continu en une tension et un courant alternatif. On distinguera donc toujours la partie continue DC en amont de l'onduleur, et la partie alternative AC en aval de l'onduleur. Les onduleurs autonomes doivent être conformes aux normes :

- CEI 62109-1 « Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 1 : exigences générales ».
- NF EN 62109-2 (C 57-409-2) « Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 2 : Exigences particulières pour les onduleurs ».

### 4.1. Types d'onduleurs

Les types des onduleurs DC/AC pour systèmes autonomes diffèrent essentiellement selon la forme de l'onde du signal de sortie et les techniques utilisées pour la conversion DC/AC.

### 4.2. Caractéristiques des onduleurs

Les principales caractéristiques des onduleurs autonomes sont :

- Puissance (nominale et de démarrage) ;
- Variation de la puissance en fonction de la température ;

- Forme d'ondes ;
- Courant d'entrée DC maximal ;
- Tension de fonctionnement du système : elle peut être de 12 V, 24 V, 48 V etc. en fonction de la tension de la batterie ;
- Tension de sortie AC et fréquence ;
- Courant de charge maximal (lors de l'appel de puissance maximale): il doit être supérieur au courant maximal de la charge (récepteurs alimentés par l'onduleur) à 45°C ;
- Courant de charge nominal : il doit être supérieur au courant nominal de la charge (récepteurs alimentés par l'onduleur) à 45°C ;
- Protection contre la décharge profonde de la batterie ;
- Mode de redémarrage ;
- Indice de protection : IP 22 pour les installations intérieures, et IP 65 pour les installations extérieures ;
- Affichage et monitoring ;
- Protection contre le défaut de terre ;
- Protection contre les surtensions ;
- Protection contre l'inversion de la polarité de la batterie ;
- Protection contre les températures élevées ;
- Protection contre les surintensités côté charge et côté batterie ;
- Compatibilité avec batteries Pb ouvert, Gel, AGM, autres ;
- Dimensions et poids ;
- Certifications et rapports de test ;
- Garantie et service après-vente.

#### 4.3. Critères de choix

En fonction de la taille de l'installation, du lieu d'implantation et des exigences du client, les critères de choix sont à déterminer en se référant aux caractéristiques ci-dessus mentionnées.

### 5. Batterie

La batterie sert à stocker l'énergie électrique excédentaire produite par le générateur photovoltaïque. Cette énergie est stockée sous forme chimique. La nuit, c'est la batterie qui fournit l'énergie. Le stockage est dimensionné pour satisfaire les besoins énergétiques durant la période maximale sans apport du champ photovoltaïque.

Les batteries à utiliser doivent être conformes aux normes :

- NF EN 61427 (C 58-427) « Accumulateurs pour les systèmes photovoltaïques (SPV) - Exigences générales et méthodes d'essais » ;
- IEC 60896-21/22 « Cycle de vie des accumulateurs ».

Leur mise en œuvre doit être conforme aux normes NF C 15-100 et NF EN 50272-2.

#### 5.1. Composition

Quatre éléments sont indispensables pour le fonctionnement d'une batterie :

- L'électrode négative ;
- L'électrode positive ;
- L'électrolyte ;
- Le séparateur en matière poreuse isolante ayant pour but d'éviter un court-circuit interne entre deux électrodes.

#### 5.2. Principe de fonctionnement

Une batterie pour une installation photovoltaïque doit répondre aux critères suivants :

- Aptitude au cyclage (un cycle correspond à une décharge de la batterie, quel que soit sa profondeur, suivie d'une recharge) ;
- Aptitude à la surcharge ;
- Aptitude à cycler dans un état de décharge ;
- Taux d'autodécharge réduit ;



Lorsqu'on applique une source de tension continue aux bornes des plaques (électrodes), un courant s'établit créant une modification chimique des plaques et de l'électrolyte. Cette modification produit une différence de potentiel entre les deux plaques. Il est à noter que la circulation des électrons à l'intérieur de l'électrolyte est assurée grâce aux ions.

Durant la décharge les plaques positives subissent une «réduction» c'est à dire qu'elles consomment des électrons et les plaques négatives libèrent des électrons (réaction d'oxydation). Le phénomène inverse se produit pendant la charge.

### 5.3. Batterie au plomb

Les batteries les plus couramment utilisés pour le stockage d'énergie sont les batteries au plomb.

La tension et la capacité de ces batteries sont impactés par la température de service.

#### **Effet de la température sur la tension de la batterie**

La température influe considérablement sur le comportement de la batterie en termes de charge et décharge. Si la température baisse, le rendement de la réaction sur l'électrode décroît également. En supposant que la tension de la batterie reste constante, le courant de décharge diminue, il en va de même pour la puissance restituable de la batterie. L'effet opposé apparaît si la température s'accroît, la puissance restituable de la batterie augmente alors. Une augmentation de la température accélère les réactions, une baisse de la température les ralentit. Les performances de charge / décharge de la batterie peuvent ainsi être affectées.

La tension de la batterie varie en fonction de la température. Cette variation se quantifie par un coefficient de température  $KT(U)$  de l'ordre de  $0.2 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$  pour un élément de 2V. Lorsque la température de la batterie augmente de  $1^{\circ}\text{C}$ , la tension de l'accumulateur augmente de l'ordre de  $0.2 \text{ mV}$ .

#### **Effet de la température sur la capacité de la batterie**

Si la température de fonctionnement est différente de  $25^{\circ}\text{C}$ , un facteur de correction doit être appliqué, ce point est très important pour les installations réalisées dans les zones où la température est très basse.

Température moyenne	$-10^{\circ}\text{C}$	$0^{\circ}\text{C}$	$10^{\circ}\text{C}$	$20^{\circ}\text{C}$	$25^{\circ}\text{C}$	$30^{\circ}\text{C}$	$40^{\circ}\text{C}$
Facteur de correction pour une décharge en 120h	0.72	0.83	0.91	0.98	1.00	1.02	1.05

La batterie doit être donc exploitée dans les conditions extrêmes suivantes :

- Température ambiante comprise entre  $-10^{\circ}\text{C}$  et  $55^{\circ}\text{C}$  ;
- Humidité relative comprise entre 20 et 80%.

### 5.4. Durée de vie de la batterie

La durée de vie dépend principalement de la profondeur de décharge journalière. Le nombre de cycles de la batterie en fonction sa profondeur de charge et de la température de fonctionnement doit être fourni avec la fiche technique de la batterie.

### 5.5. Autres types de batteries

#### **A. Les batteries Cadmium - Nickel**

Les batteries Cadmium-Nickel sont réalisées à partir de 2 électrodes (hydroxyde de Nickel et Cadmium) immergés dans une solution de potasse. La tension varie de 1.15 à 1.45 V par élément avec une valeur nominale égale à 1.2 V.

Les éléments sont par construction, plus robuste et moins lourds que ceux au plomb. Pour les petites capacités, ils se présentent sous forme cylindrique en version étanche et Ils peuvent fonctionner sur une grande plage de température.

Ils nécessitent un entretien réduit ce qui leur confère, en pratique une grande durée de vie.

Le rendement des batteries Cadmium-Nickel est plus faible que les batteries au plomb. L'autodécharge est plus élevée que celle des accumulateurs au plomb et les écarts de tension entre charge et décharge sont plus importants.

### **B. Lithium-ion**

Les batteries Lithium-ion utilisent un électrolyte liquide organique et la réaction réversible mise en jeu fait intervenir l'insertion d'ions lithium dans du bisulfure de titane. Leur tension présente une grande amplitude de variation 2,5V à 3,7V. Elles se caractérisent par leur capacité massique élevée (150Wh/kg), leur faible masse volumique, leur bonne stabilité en température et leur étanchéité totale.

### **C. Nickel-Zinc**

Les batteries Nickel-Zinc se caractérisent par leurs avantages quant au souci environnemental, et ce, à cause du remplacement du Cadmium par le Zinc. La tension de ce couple varie de 1.6 à 1.8 V. La durée de vie reste le problème majeur de ces types de batteries.

### **D. Nickel-Fer**

Les batteries Nickel-Fer peuvent subir un grand nombre de cycles de charge/décharge. Pour cette raison, elles sont utilisées par des constructeurs automobiles dans les voitures électriques. Elles ont un fort taux d'autodécharge et un rendement faible. La tension varie entre 1.2 et 1.4 V.

## **5.6. Caractéristiques de la batterie**

Les principales caractéristiques nécessaires à la détermination de la batterie sont :

- Capacité nominale : C'est la quantité maximale d'énergie que contient une batterie (sous température idéale de 25°). Elle s'exprime en Ampère heure (Ah) en C10, C20, C100 et C120 ;
- Profondeur de décharge (PDD) : C'est le pourcentage d'énergie maximum que l'on peut retirer d'une batterie par rapport à la capacité nominale. Elle ne doit pas être déchargée au-delà de cette valeur, afin de prolonger sa durée de vie ;
- Tension nominale de l'élément : 2V, 6V ou 12V ;
- Tension nominale de la batterie : C'est la tension de la batterie. Elle correspond aussi à la tension de fonctionnement. Ex : 12V, 24V, 48V ...
- Taux de décharge : C'est le temps nécessaire pour décharger entièrement la batterie ;
- Taux d'autodécharge : c'est le taux moyen journalier d'autodécharge de la batterie ;
- Taux de recharge : C'est la quantité de courant qu'il faut pour recharger une batterie en une temps donnée (temps du taux de recharge) ;
- Cycle et durée de vie : C'est le nombre de séquences de charge/décharge, que peut subir une batterie à sa profondeur de décharge. Il détermine les performances de la batterie et sa durée de vie ;

D'autres caractéristiques sont aussi fournies par les fabricants telles que :

- La résistance interne en mΩ ;
- Le courant de court-circuit en A ;
- Sa technologie Pb ouvert, Gel, AGM... ;
- Le nombre, le type et les caractéristiques des bornes ;
- Le type et la densité de l'électrolyte ;
- Le type et l'épaisseur des plaques positives ;
- Le type et l'épaisseur des plaques négatives ;
- Le type et les caractéristiques du séparateur ;
- Le type et les caractéristiques de couvercle ;
- Les dimensions et le poids, ...

## **5.7. Critères de choix**

Les systèmes photovoltaïques autonomes exigent des batteries qui peuvent être chargées pendant le jour et déchargées durant la nuit. Ces batteries doivent pouvoir fonctionner ainsi pendant des années sans détérioration remarquable de leurs caractéristiques.

En fonction des besoins électriques, de la zone et du lieu d'implantation et des exigences du client, les critères de choix des batteries sont à déterminer en se référant aux caractéristiques ci-dessus mentionnées.

## 6. Cablage des systèmes photovoltaïques pour l'électrification rurale

Le câblage est un élément important dans l'installation des systèmes photovoltaïques et il doit être fait en respectant les règles de l'art et les normes techniques et de sécurité.

Les câbles électriques utilisés pour les installations photovoltaïques doivent répondre à des critères spécifiques conformément aux normes et guides suivants :

- NF C 15-100 « Installations électriques à basse tension » ;
- NF EN 50-618 ;
- UTE C 32-502 « Guide pour les câbles utilisés pour les systèmes photovoltaïques » ;
- Guide UTE C15-105 : « installation électrique à basse tension, guide pratique détermination des sections de conducteurs ».

### 6.1. Câblages côté courant continu

Les câbles de la partie DC servent à acheminer le courant DC du générateur photovoltaïque au régulateur de charge /décharge, et de ce dernier vers la batterie et les usages DC. Ils servent également à alimenter l'onduleur à partir de la batterie.

#### A. Types

Les câbles solaires sont de types mono-conducteur Cuivre à double isolation 1000V, de type C2 (non propagateur de la flamme), AN3 (Résistant au UV) et avec une température admissible sur l'âme d'au moins 90°C en régime permanent.

#### B. Caractéristiques

Le câble doit avoir les caractéristiques techniques minimales suivantes :

- Unifilaire ;
- AN3 : Résistant aux UV ;
- Température permanente de l'âme 90°C minimum ;
- Plage de température élevée (- 20 ° à + 100 °C) ;
- Tension de service selon branchement du champ PV (jusqu'à 1 000 V DC) ;
- Non propagateur de la flamme (C2 minimum) ;
- Résistivité : Cuivre  $\rho_{70} = 1,25 \rho_0 = 0,02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  à 70°C.

Les normes internationales (CEI 228) et françaises (NF C 32-013) retiennent quatre classes de souplesse :

- Classe 1 : âmes massives pour installations fixes ;
- Classe 2 : âmes rigides câblées ; nombre minimal de brins imposé (multibrins) ;
- Classe 5 : âmes souples pour installations mobiles (multibrins) ;
- Classe 6 : âmes extrasouples ; diamètre maximal des brins imposé (multibrins).

#### C. Critères de choix

Les principaux critères de choix des câbles en plus des caractéristiques ci-dessus mentionnées :

- Le courant admissible du câble doit être égal ou supérieur à 1,25 fois  $I_{scSTC}$  de la chaîne PV.
- Section à déterminer de façon à ce que la chute de tension maximale soit (pour réduire les pertes énergétiques) :
  - Inférieure à 1% entre la batterie et le régulateur de charge ;
  - Inférieure à 1% entre la batterie et l'onduleur ;
  - Inférieure à 1% entre le générateur photovoltaïque et le régulateur de charge ;
  - Inférieure à 3% entre le régulateur de charge et la charge DC.
- Certifications.

### 6.2. Câblage côté courant alternatif

Les câbles AC servent à alimenter les charges fonctionnant au courant alternatif et alimentées à partir de l'onduleur.

#### A. Types

Câbles souples de type U1000 R2V.

## **B. Constitution et caractéristiques**

- Constitution
- Ame : Cuivre massif ou câblé ;
- Isolation : PR ;
- Bourrage : PVC ;
- Gaine : PVC noir.
- Caractéristiques
- Tension nominale : 1000 V ;
- Conducteur : Cuivre ou câblé ;
- Température : 85 °C en permanence, 250 °C en court-circuit.
- Repérage des conducteurs :
- Disposition avec vert-jaune : Noir-bleu-V/J ; Noir-bleu-brun-V/J ; Noir-bleu-brun-gris-V/J ;
- Disposition sans vert-jaune : brun-bleu ; Noir-bleu - brun ou brun-noir-gris ; Noir-bleu-brun-gris.

## **C. Critères de choix**

En plus des caractéristiques ci-dessus mentionnées, le choix des câbles AC doit être effectué de façon à ce que la chute de tension relative maximale autorisée entre l'onduleur et le coffret AC soit inférieure à 1%.

### **6.3. Connecteurs**

Les connecteurs sont des accessoires qui permettent de connecter les câbles entre les modules photovoltaïques et les boîtes de jonctions ou les coffrets DC. Tous les points de connexions nécessaires à la réalisation d'une chaîne photovoltaïque dont la tension  $U_{ocmax}$  est supérieure à 60V, doivent être assurés par des connecteurs y compris à ses extrémités.

Les connecteurs doivent être conformes à la norme NF EN 50521.

#### **A. Types**

- Compatible MC4 simple ou double, mâle et femelle

#### **B. Caractéristiques**

Les connecteurs doivent avoir les caractéristiques minimales suivantes :

- Chaque couple mâle/femelle doit être de même marque et de même type ;
- Sertissage avec un outil validé par le constructeur ;
- Démontables avec un outil (par construction ou installation) si accessibles à des personnes non averties ;
- Simplement enfichable (pas de raccord à vis, pas de soudure) ;
- Protection contre les contacts directs ;
- Résistants aux UV ;
- Indice de protection : IP 54 minimum.

#### **C. Critères de choix**

Selon leur usage, le choix des connecteurs doit prendre en considération les caractéristiques ci-dessus mentionnées.

### **6.4. Câblage de mise à la terre**

La prise de terre est la base de la protection des personnes et matériels contre les contacts indirects. Elle permet de raccorder au potentiel « 0 » de la terre les masses métalliques de l'installation grâce aux conducteurs de protection. Ceci inclut les cadres de tous les modules, tous les éléments de la structure, les chemins de câbles métalliques, les armoires métalliques, les coffrets électriques, les parafoudres, le régulateur de charge/décharge et l'onduleur.

La mise à la terre de l'installation photovoltaïque autonome doit respecter les exigences du/de :

- Guide UTE C 15-400 « Installations électriques à basse tension - Guide pratique » ;
- La norme NF EN 60664-1 (C 20-040-1) « Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension-Partie 1 : Principes, exigences et essais » ;
- La norme NF C 15-100 « Installations électriques à basse tension ».

### **A. Types**

Vert /jaune souple ou rigide

### **B. Caractéristiques**

Pour garantir une bonne terre dans les installations photovoltaïques, la longueur du piquet de terre doit être supérieure ou égale à 1,5 m.

Le câble principal de champ photovoltaïque jusqu'au coffret DC doit être de 10mm<sup>2</sup> au minimum. Les dérivations de terre à partir de ce câble principal sont à réaliser par des câbles vert-jaune de 6 mm<sup>2</sup>. Pour le piquet de terre, la section du câble de terre doit être supérieure ou égale à 16mm<sup>2</sup>.

Pour une habitation, il faut que la résistance électrique maximale  $R_a$  soit inférieure ou égale à 25Ω.

### **C. Critère de choix**

Le choix des câbles de mise à la terre doit prendre en considération les caractéristiques ci-dessus mentionnées.

## **7. ORGANES DE PROTECTION**

Pour éviter les dangers pour les personnes ainsi que les dommages pouvant intervenir sur les composants de l'installation photovoltaïque autonome, il est nécessaire de mettre en place des organes de protections.

Les protections d'une installation photovoltaïque pour l'électrification rurale sont assurées à travers :

- Les boîtes de jonction ;
- Le coffret DC ;
- Le coffret AC ;
- Les coupures d'urgence ;
- Les fusibles de batterie.

### **7.1. Boîte de jonction**

La boîte de jonction est l'enveloppe dans laquelle des chaînes photovoltaïques sont reliées électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels.

La mise en place d'une boîte de jonction est obligatoire dans le cas de la nécessité de mise en place de la coupure d'urgence. Dans ce cas, elle devrait être à proximité du champ photovoltaïque.

Elle doit répondre aux exigences des normes IEC 60364-7-712, UTE C 15-712-2 et UTE C61-740-510.

### **A. Types et caractéristiques**

Les boîtes de jonction doivent être non propagatrice de la flamme, classe II et leur indice de protection diffère selon l'emplacement de leur installation :

- Installation extérieure : IP 65 ;
- Installation intérieure (local à proximité des chaînes PV) : IP54.

La boîte de jonction doit avoir les dimensions nécessaires pour intégrer les organes de protections suivants.

1. Fusibles si applicables ;
2. Parafoudre : obligatoire dans les zones concernées ;
3. Coupure d'urgence si applicable (sectionneur relié à une bobine à déclenchement).

### **B. Critère de choix**

Le choix du coffret de la boîte de jonction doit respecter les critères minimums suivants :

- Étanchéité ;
- Résistance aux UV (si extérieure) ;
- Dimensions permettant d'intégrer les organes de protections.



## 7.2. Coffret DC

Le coffret de protection DC est un coffre fermé destiné à intégrer des organes de protection. Il doit répondre aux exigences des normes IEC 60364-7-712, UTE C 15-712-2 et UTE C61-740-510.

La mise en place du coffret DC est obligatoire en absence d'une boîte de jonction.

### A. Types et caractéristiques

Le coffret DC doit être non propagateur de la flamme, classe II et son indice de protection diffère selon l'emplacement de leur installation :

- Installation extérieure : IP 65 ;
- Installation intérieure (local à proximité des chaînes PV) : IP54.

Il doit avoir les dimensions nécessaires pour intégrer les organes de protections suivants.

1. Fusibles si applicables et en l'absence d'une boîte de jonction ;
2. Parafoudre : si applicable et si la distance entre la boîte de jonction et le coffret dépasse les 10m ;
3. Interrupteur sectionneur ;
4. Coupure d'urgence si applicable en l'absence de boîte de jonction (sectionneur relié à une bobine à déclenchement).

### B. Critères de choix

Le choix du coffret doit respecter les critères minimums suivants :

- Etanchéité ;
- Résistance aux UV (si extérieure) ;
- Dimensions permettant d'intégrer les organes de protections.

## 7.3. Fusibles DC

Les fusibles sont des organes permettant une protection complète contre les surcharges et les courts-circuits.

Ils doivent être conformes aux exigences de la norme CEI 60282-1 et de la norme NF EN 60269-6 (C 60-200-6) « Fusibles basse tension - Partie 6 : Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque ». Ils doivent aussi respecter les Règles de l'UTE 15-712-1 de Juillet 2013 « section 8.1.12 : Définition du calibre du fusible (principe de la protection) ».

### A. Types et caractéristiques

Les types et les principales caractéristiques des fusibles sont :

- Fusible gPV : fusible spécifique côté DC des installations PV ;
- Fusibles cylindriques pour protection des courants de défaut compris entre  $1,3 I_n$  et  $3 I_n$  des chaînes photovoltaïques (PV) jusqu'à 1000 V DC avec cartouches de type « gPV » ;
- La tension assignée minimale du fusible doit être supérieure à la tension maximale du générateur photovoltaïque ( $U_{ocmax}$ ) à  $-10^{\circ}\text{C}$ .

### B. Critère de choix

En fonction du générateur photovoltaïque, le choix des fusibles DC doit tenir compte des caractéristiques ci-dessus mentionnées.

## 7.4. Portes fusibles

C'est un appareil électrique de protection capable d'ouvrir ou de fermer un circuit sous l'action manuelle d'un technicien afin d'isoler les circuits électriques d'alimentation du réseau.

Le sectionneur porte-fusibles a deux fonctions :

- La fonction consignation-isolément réalisée par le sectionneur ;
- La fonction de protection par fusible.

Il doit être utilisé conformément aux exigences de la norme NF C 15-100.

Ce sont des supports de fusibles pour applications solaires. Ils doivent être conformes aux exigences des normes et standards suivants :

- DIN 43620 : Coupe-circuits B.T. à fusibles à haut pouvoir de coupure avec couteaux de contact ;
- NFC 60629, 63210, 63211, 63220 ;
- EN 60947-1-3-5 ;
- NF/EN 60269-1 ;
- IEC 605289.

#### **A. Caractéristiques :**

Le sectionneur porte-fusible doit au moins répondre aux exigences suivantes :

- Tenue au feu : 960 °C conformément à l'IEC 60695-2-1 ;
- Résistance de court-circuit : conformément à l'IEC 60947-3 ;
- Courant assigné de crête admissible : conformément à l'IEC 60269-1 ;
- Degré de protection : IP 20 conformément à la norme IEC 60 529 ;
- Température de fonctionnement minimale : -20 °C ;
- Température de fonctionnement maximale : 90 °C.

#### **B. Critères de choix :**

En fonction des fusibles à installer, le choix des portes fusibles DC doit tenir compte des caractéristiques ci-dessus mentionnées.

### **7.5. Interrupteur sectionneur DC**

L'interrupteur sectionneur DC est un interrupteur répondant aux conditions d'isolement spécifiées par les normes pour un sectionneur. Le sectionneur est un appareil de connexion qui satisfait, en position d'ouverture, aux prescriptions spécifiées pour la fonction sectionnement.

Les interrupteurs sectionneurs doivent être conformes aux exigences de la norme NF EN 60947-3 (C 63-130) « Appareillage à basse tension - Partie 3 : Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs sectionneurs et combinés-fusibles ».

#### **A. Types et caractéristiques**

L'interrupteur sectionneur à utiliser doit être à courant continu.

La tension de l'interrupteur sectionneur  $U_{sec}$  doit être  $> V_{ocmax}$  champ PV à -10°C.

Son intensité  $I_{sec}$  doit être  $> 1,25 \times I_{sc}$  champ PV à  $T_{max}$ .

#### **B. Critères de choix :**

Le choix de l'interrupteur sectionneur doit tenir compte des caractéristiques ci-dessus mentionnées et de ses certifications.

### **7.6. Parafoudres DC**

Compte tenu de la sensibilité et de l'implantation des modules photovoltaïques, une attention particulière doit également être portée à la protection contre les effets directs de la foudre, en particulier pour les installations de taille importante et ce, conformément aux normes NF EN 62305-1 à -3 (C 17-100-1 à -3) et NF C 17-102.

L'installation de parafoudre est imposée uniquement dans les régions où le niveau kéraunique est supérieur à 25.

De ce fait, seuls les projets à réaliser dans les régions de Bizerte, Kasserine, Kairouan, Sousse, Monastir, Djerba, Nabeul et Jendouba sont concernés par cette exigence. (Voir carte en annexe)

Les parafoudres DC doivent être conformes aux exigences des normes :

- NF EN 61643-11 (C 61-740) « Parafoudres basse-tension - Partie 11: Parafoudres connectés aux systèmes de distribution basse tension - Prescriptions et essais ».
- UTE C 61-740-52 « Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 52: Principes de choix et d'application - Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques (en cours d'élaboration) ».
- NF EN 50539-11 (C 61-739-11) « Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 11: Exigences et essais pour parafoudres connectés aux installations photovoltaïques ».

#### **A. Critères de choix**

Les parafoudres à installer dans les installations photovoltaïques autonomes doivent être de type 2.

### **7.7. Coffret AC**

Le coffret de protection AC est un coffret fermé destiné à intégrer des organes de protection côté AC. Il doit répondre aux exigences de la norme NFC 15-100 et aux prescriptions du guide UTE C15-712-1. Il doit avoir les dimensions suffisantes pour intégrer :

- Un disjoncteur différentiel 100 mA ;
- Un sectionneur relié à une bobine pour les coupures d'urgence côté AC.

#### **A. Type et Caractéristiques**

Le coffret AC doit être modulaire, avec indice de protection au moins IP54 pour les installations intérieures et IP 65 pour les installations extérieures et résistant au UV.

#### **B. Critères de choix**

En plus des caractéristiques ci-dessus mentionnées, le coffret AC doit avoir des dimensions permettant d'intégrer les organes de protections nécessaires.

### **7.8. Disjoncteur différentiel**

Le disjoncteur différentiel est un organe permettant de couper l'alimentation électrique en cas de fuite de courant afin de diminuer tout risque électrique lié à un défaut d'isolation. Il doit répondre aux exigences de la norme NF C 15-100.

#### **A. Caractéristiques :**

Il doit avoir au moins les caractéristiques suivantes :

- Sensibilité au courant de fuite de 100 mA ;
- Courant admissible : supérieur au courant max de la charge AC.

#### **B. Critères de choix**

Le choix du disjoncteur différentiel doit se faire en fonction du courant max de la charge. Il doit avoir un ampérage supérieur ou égal à  $1,25 \times$  courant total des charges AC avec une sensibilité de 100 mA et doit être certifié conforme aux normes applicables.

### **7.9. Organes de coupure d'urgence**

Les organes de coupure d'urgence sont des dispositifs permettant de couper, en cas d'apparition d'un danger inattendu, les alimentations électriques : générateur photovoltaïque, batteries, autres sources et utilisations AC et DC.

La commande de ces appareils doit être rapide et facilement accessible, située à proximité du champ photovoltaïque et régulateur coté DC et des onduleurs côté AC.

Les organes de coupure d'urgences doivent se conformer aux normes CEI 60364-5-53, CEI 60947-5-1 et NFC 15-100.

#### **A. Types**

La coupure d'urgence peut être assurée par une commande manuelle de l'organe de coupure ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

Il existe deux types de bobine coupure d'urgence :

- Bobine MX  
Une bobine MX se couple à un disjoncteur ou à un sectionneur. Dès que le contact est fermé (contact enclenché), la bobine MX est alimentée et déclenche mécaniquement le disjoncteur/sectionneur associé.
- Bobine MN (à manque de tension)  
Une bobine MN est l'inverse de la bobine MX c'est-à-dire qui elle doit être alimentée en permanence (à manque de tension pour que le disjoncteur/sectionneur reste enclenché). Dans ce cas le contact de l'arrêt d'urgence doit être normalement fermé.

### **B. Caractéristiques**

- Catégorie d'emploi (CEI 60947-5-1) : AC12 et AC15 ;
- Intensité d'emploi : 2 à 6 A selon le type ;
- Tension d'alimentation : AC : 230V, 380V ;  
DC : 24V, 48V ;
- Seuil de fonctionnement : 0,85 à 1,1 Un (MN) et 0,7 à 1,1 Un (MX) ;
- Diamètre des câbles de connexion : 1,5 mm<sup>2</sup>.

### **C. Critères de choix**

En plus des caractéristiques ci-dessus mentionnées, les composants et le bouton de coupure d'urgence doit être :

- A action directe et mécanique ;
- Etanche avec un indice de protection IP65 au minimum.

## **7.10. Fusibles de batterie**

Le fusible de batterie est un fusible courant continu pour protéger l'installation, le parc de batteries et les convertisseurs (régulateur de charge et onduleur). Il est à utiliser avec son porte-fusible. Il doit être conforme aux exigences des normes CEI 60282-1 et NF EN 60269-6 (C 60-200-6)

### **A. Types**

Les fusibles de batterie doivent être type ANL ou carré de type CF.

### **B. Caractéristiques**

Le fusible de batterie doit :

- Etre spécifié DC ;
- Avoir une intensité inférieure à I<sub>max</sub> (valeur définie pour le dimensionnement thermique des câbles de batterie).

### **C. Critères de choix**

Le choix du fusible de batterie doit tenir compte des caractéristiques ci-dessus.

## **7.11. Portes fusibles**

C'est un appareil électrique de protection capable d'ouvrir ou de fermer un circuit sous l'action manuelle d'un technicien afin d'isoler les circuits électriques d'alimentation.

Le sectionneur porte-fusibles a deux fonctions :

- La fonction consignation-isolement réalisée par le sectionneur.
- La fonction de protection par fusible.

Il doit être utilisé conformément aux exigences de la norme NF C 15-100.

Ce sont des supports de fusibles pour applications solaires. Ils doivent être conformes aux exigences des normes et standards suivants :

- DIN 43620: Coupe-circuits B.T. à fusibles à haut pouvoir de coupure avec couteaux de contact ;
- NFC 60629, 63210, 63211, 63220 ;

- EN 60947-1-3-5 ;
- NF/EN 60269-1 ;
- IEC 605289.

#### A. Caractéristiques :

Le sectionneur porte-fusible doit au moins répondre aux exigences suivantes :

- Tenue au feu : 960 °C conformément à l'IEC 60695-2-1 ;
- Résistance de court-circuit : conformément à l'IEC 60947-3 ;
- Courant assigné de crête admissible : conformément à l'IEC 60269-1 ;
- Degré de protection : IP 20 conformément à la norme IEC 60 529 ;
- Température de fonctionnement minimale : -20 °C ;
- Température de fonctionnement maximale : 90 °C ;
- Avoir une capacité de coupure en kA plus grande que le courant de court-circuit de la batterie (I<sub>defaut\_batterie</sub>).

#### B. Critères de choix :

En fonction des fusibles à installer, le choix des portes fusibles DC doit tenir compte des caractéristiques ci-dessus mentionnées.



# CONCEPTION ET DIMENSIONNEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE

Le dimensionnement d'une installation autonome est beaucoup plus complexe que celui d'une installation connectée au réseau. Cela nécessite de connaître précisément le profil de charge de l'utilisation et le nombre de jours d'autonomie auquel l'installation sera soumise pour définir l'énergie à stocker dans des batteries et donc leur taille et leur type.

## 1. Définition du besoin électrique

### 1.1. Inventaire des appareils électriques

Il convient dans un premier temps d'effectuer un inventaire exhaustif des équipements consommateurs d'électricité et une identification précise de leurs caractéristiques électriques (puissance, tension de fonctionnement, courant nominal, courant de démarrage, durée de fonctionnement...).

### 1.2. Calculs des besoins électriques

Le calcul du besoin électrique est un travail préalable important impactant le dimensionnement du champ photovoltaïque et du parc de batteries. Une sous-estimation du besoin électrique provoquera des défauts de fonctionnement (coupure électrique, vieillissement prématuré des batteries), alors que sa surévaluation aura pour effet d'augmenter considérablement le coût de l'installation.

Le Calcul des besoins électriques consiste à calculer l'énergie électrique journalière consommée par les charges. Ces besoins électriques s'expriment en Wh/jour (ou kWh/jour). Pour calculer les besoins électriques, il convient d'identifier l'ensemble des appareils électriques qui seront alimentés par l'installation photovoltaïque. Pour chacun de ces appareils, la puissance nominale de fonctionnement doit être identifiée. Ensuite, une estimation de la durée d'utilisation journalière devra être effectuée. Le produit de la puissance électrique (en W) par le temps d'utilisation (en h) indiquera l'énergie journalière consommée (en Wh) par les charges. Enfin, la somme des énergies journalières calculées donnera une évaluation globale des besoins électriques. L'énergie consommée chaque jour peut donc s'écrire sous la forme suivante :

Charge journalière = Charge journalière DC + Charge journalière AC

$$\text{Charge journalière DC} = \sum P(cDC).N(DC).T(c)$$

Avec :

N(DC) : Nombre des charges DC

T(c) : Nombre d'heures d'utilisation.

P(cDC) : Puissance individuelle des charges DC

Le système d'éclairage peut être commandé pour minimiser sa consommation.

La charge journalière peut être calculée de la manière suivante :

$$\text{Charge journalière AC} = \sum P(cAC).N(AC).T(c)$$

Avec :

N(AC) : Nombre des charges AC

T(c) : Nombre d'heures d'utilisation.

P(cAC) : Puissance individuelle des charges AC

Pour le calcul des besoins électriques, se référer aux études de cas en annexe.

## 2. Evaluation du gisement solaire local

L'ensoleillement est habituellement exprimé en kWh/m<sup>2</sup>/j. Pour déterminer l'énergie solaire disponible, il faut disposer de tables statistiques d'irradiations ou recourir aux logiciels reconnus (PVGIS, PVSYST...).

## 2.1. Angle d'inclinaison optimale

Dans une chaîne photovoltaïque, et afin de limiter les pertes d'appariement, les modules photovoltaïques interconnectés doivent être identiques (même marque, type, puissance, année de fabrication, etc.) et avoir la même inclinaison et orientation pour assurer une production optimale d'un champ photovoltaïque sur toute l'année.

Orientation Inclinaison	O	SO	S	SE	E
0°	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
30°	0,90	0,96	1,00	0,96	0,90
60°	0,78	0,88	0,91	0,88	0,78
90°	0,55	0,66	0,68	0,66	0,55

**Figure 1 : Impact de l'orientation et de l'inclinaison des modules sur le productible d'un module photovoltaïque**

Dans la pratique, et en cas de présence d'obstacles ou autres contraintes, l'orientation et l'inclinaison adoptées doivent être justifiées dans le dossier technique de l'installation.

L'inclinaison optimale est celle qui permet de satisfaire les besoins mensuels maximums et ceux du mois le moins ensoleillé avec la puissance photovoltaïque optimale (voir études de cas).

## 2.2. Contraintes d'ombrage

Lors de l'implantation du champ photovoltaïque et afin d'éviter l'ombrage généré par les obstacles et/ou les modules entre eux, la distance entre l'obstacle et le(s) module(s) photovoltaïque(s) doit être au moins 3 fois la hauteur de l'obstacle (côté Sud) et au moins 5 fois la hauteur de l'obstacle (Côtés Est et Ouest).

## 3. Performance d'une installation photovoltaïque autonome d'électrification rurale

### 3.1. Puissance crête et performances des modules

La puissance indiquée sur les fiches techniques des modules est celle déterminée dans les Conditions Standard de Test (STC : Standard Test Conditions) :

- Niveau d'éclairement  $P_i=1000 \text{ W/m}^2$ ,
- Température de cellule  $25^\circ\text{C}$ ,
- Coefficient Air Mass  $AM=1.5$ .

La puissance du module diminue lorsque sa température augmente.

Cette variation de la puissance en fonction de la température se quantifie grâce au coefficient de température de la puissance  $KT(P)$ .

Technologie	Coefficient de température $KT(P)$
Silicium cristallin	De l'ordre de $-0.4/^\circ\text{C}$
Silicium amorphe	De l'ordre de $-0.1/^\circ\text{C}$
CIS ou CIGS	De l'ordre de $-0.2/^\circ\text{C}$

Cela signifie que, la puissance d'un module photovoltaïque à une température bien déterminée sera égale à  $P(T) = P_{25^{\circ}\text{C}} \times \Delta T \times K_T(P)$ .

$P(T)$  : Puissance du module à la température réelle des cellules

$P_{25^{\circ}\text{C}}$  : Puissance du module à la température des cellules égale à  $25^{\circ}\text{C}$

$\Delta T$  : Température réelle des cellules -  $25^{\circ}\text{C}$

En plus de l'effet de la température, la pollution réduit considérablement l'énergie générée par les modules photovoltaïques, d'où l'intérêt de dépolluissage périodique des modules surtout dans les régions exposées au vent du sable.

L'effet de la pollution pourrait engendrer une diminution de l'énergie produite par le module photovoltaïque pouvant dépasser 10% dans certaines régions du pays.

### 3.2. Rendement du régulateur

La fonction de régulation s'effectue avec un certain rendement. Ce rendement dépend de la technologie du régulateur :

Type du régulateur	$\eta$ régulateur
PWM	Entre 95 % et 98 %
MPPT	Entre 90 % et 95 %, mais la fonction MPPT permet de profiter de la puissance maximale du champ photovoltaïque

### 3.3. Rendement des batteries

Le rendement d'une batterie est défini comme suit :

$$\eta_{\text{batterie}} = \frac{\text{Quantité d'énergie restituée lors de la décharge}}{\text{Quantité d'énergie absorbée durant la charge}}$$

Plusieurs phénomènes électrochimiques dégradent le rendement des batteries tels que :

- L'efficacité de la recharge, à savoir le rapport entre la capacité restituée et la capacité chargée (appelée également rendement faradique) ;
- Le phénomène lié à la loi de Peukert ;
- L'autodécharge des batteries.

Le rendement moyen charge/décharge d'une batterie est de l'ordre de 85%

### 3.4. Rendement de l'onduleur

Le rendement de l'onduleur est défini comme le rapport de la puissance de sortie (AC) sur la puissance d'entrée (DC) :

$$\eta_{\text{onduleur}} = \frac{\text{Puissance AC}}{\text{Puissance DC}}$$

Les fabricants indiquent généralement le rendement maximum de leur produit. En réalité, le rendement d'un onduleur dépend de la puissance qui y transite.

Le rendement moyen d'un onduleur varie entre 90% et 96%

### 3.5. Calcul des Pertes

Le calcul des pertes permet de déterminer les sections des câbles à utiliser.

#### A. Pertes par échauffement des câbles

L'électricité produite par les modules photovoltaïques doit être transportée jusqu'au point de distribution.

Ce transport s'effectue, par l'intermédiaire de câbles, avec des pertes d'énergie.

### - Chute de tension régulière

Le calcul de la chute de tension est effectué dans les conditions suivantes :

- La résistivité du câble est celle correspondante à la température maximale de l'âme en service normal ( $\rho = 1,25 \times \rho_0$ ) ;
- La tension de référence dans les calculs est la tension maximale de fonctionnement ;
- Le courant de référence dans les calculs est le courant maximal de fonctionnement ;
- La chute de tension doit être calculée pour chaque câble de chaîne PV, chaque câble de groupe PV et pour le câble principal PV. On calcule ensuite le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne et l'onduleur, et on retient le cumul le plus important.

$$u = 2 \times \rho \times \frac{L}{S} \times I_{mppSTC}$$

$$\Delta u(\text{en } \%) = 100 \times \frac{u}{U_A}$$

Avec :

- L est la longueur du câble (en mètre)
- S est la section du câble (en mm<sup>2</sup>)
- $\rho$  est la résistivité du conducteur en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- La résistivité du conducteur est une donnée du fabricant et dépend du matériau :
- Pour le Cuivre  $\rho_{70} = 1,25 \rho_0 = 0,02314 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  à 70°C

La résistance du câble, définie ci-dessus, provoque une chute de tension entre le départ du câble et la fin du câble. Les chutes de tension maximales doivent être :

- Inférieure à 1% entre la batterie et le régulateur de charge
- Inférieure à 1% entre la batterie et l'onduleur
- Inférieure à 1% entre le générateur photovoltaïque et le régulateur de charge
- Inférieure à 3% entre le régulateur de charge et les charges DC

### B. Autres pertes

D'autres pertes diverses peuvent faire baisser la performance de l'installation photovoltaïque. Il s'agit typiquement de :

- La disparité inévitable entre les cellules d'un module (théoriquement, toutes les cellules d'un module doivent être semblable électriquement).
- La tolérance en puissance des modules (la puissance crête annoncée sur les fiches techniques des modules est donnée à une tolérance positive pouvant atteindre 5 Wc, en général. Cette caractéristique des modules est un élément qualitatif important de l'installation.

### 3.6. Rendement global de l'installation photovoltaïque

En tenant compte des différentes pertes citées ci-dessus, le rendement de l'installation photovoltaïque à partir de l'énergie fournie par le générateur est donné par les formules suivantes :

$$\eta_{AC} = \eta_{onduleur} \cdot \eta_{régulateur} \cdot \eta_{batterie} \cdot (1 - \text{pertes}_{AC + DC})$$
$$\eta_{DC} = \eta_{régulateur \text{ charge}} \cdot \eta_{régulateur \text{ décharge}} \cdot \eta_{batterie} \cdot (1 - \text{pertes}_{DC})$$

En plus de ce rendement, il faut prendre en considération l'effet de la pollution et de la température du site sur le productible du générateur photovoltaïque d'une puissance crête bien déterminée tout en supposant que l'effet du mismatch (dispersion des caractéristiques des modules) est absorbé par la tolérance positive de la puissance crête réelle par rapport à celle mentionnée dans la fiche technique.

Donc, en fonction de la saison et de la région de l'implantation, le rendement global de l'installation est à corriger par un coefficient allant de 0.8 (été, zone 3) à 1 (hiver, Zone 1).

Pour le dimensionnement du générateur photovoltaïque et de la batterie, on a réparti la Tunisie en trois zones :

- Zone1 (Z1) : Zone géographique composée par les gouvernorats de Kef, Jendouba, Béja, Siliana, Bizerte et Kasserine.
- Zone2 (Z2) : Zone géographique composée par les gouvernorats du grand Tunis, Zaghouan, Nabeul, Sousse, Monastir, Kairouan, Mahdia et Sfax.
- Zone3 (Z3) : Zone géographique composée par les gouvernorats de Sidi Bouzid, Gafsa, Tozeur, Kébili, Médenine, Tataouine et Gabes.

Ainsi, le rendement global de l'installation calculée sur la base de la puissance crête des modules photovoltaïques varie entre  $\eta_{\text{Global}} = \eta$  et  $\eta_{\text{Global}} = 0.8\eta$ .

La température maximale des modules photovoltaïques varie entre 60°C et 80°C,

Zone géographique	Z1	Z2	Z3
Saison	hiver été	hiver été	hiver été
$\eta_{\text{Global}} =$	$\eta \quad 0.9 \eta$	$0.95 \eta \quad 0.85 \eta$	$0.9 \eta \quad 0.8 \eta$
<b>Température maximale du module</b>	<b>60°C</b>	<b>70°C</b>	<b>80°C</b>

#### 4. Puissance crête du générateur photovoltaïque

L'évaluation du gisement solaire et la quantification des diverses pertes et des rendements des composants permettent, à partir de ce qui précède, de calculer le productible d'une installation photovoltaïque autonome.

La puissance crête du générateur photovoltaïque d'une installation autonome se détermine de la façon suivante :

$$P_c = \frac{\text{charge journalière DC}}{\eta_{\text{GlobalDC}} \cdot E_i} + \frac{\text{charge journalière AC}}{\eta_{\text{GlobalAC}} \cdot E_i}$$

Avec :

- PC est la puissance crête du champ photovoltaïque.
- $E_i$  est l'irradiation solaire journalière reçue par une surface unitaire (1 m<sup>2</sup>) du champ photovoltaïque, en prenant en compte l'orientation et l'inclinaison de celui-ci.

En fonction de la courbe de charge du client, il est recommandé de déterminer la puissance crête pendant la saison hivernale et la saison estivale vu l'influence de la température et de la pollution sur le productible du générateur photovoltaïque.

#### 5. Dimensionnement du champ photovoltaïque

Pour déterminer un nombre provisoire de modules, il faut diviser la puissance crête totale du générateur photovoltaïque par la puissance crête du module solaire choisi.

Le nombre provisoire de modules est un nombre entier qui se calcule donc de la façon suivante :

$$\text{Nombre provisoire de modules} = \frac{\text{Puissance totale (Wc)}}{\text{Puissance d'un module (Wc)}}$$

##### 5.1. Nombre de modules par chaîne

UDCmax est la tension d'entrée DC maximale qui est admise aux bornes du régulateur. En cas de dépassement de cette limite, le régulateur peut subir des dommages qui ne sont pas couverts par la garantie.

Sur la base de la tension maximale des modules photovoltaïques, on calcule le nombre maximum de modules photovoltaïques par chaîne  $N_{\text{max/chaîne}}$ .

La tension maximale d'un module photovoltaïque est la tension en circuit ouvert à -10 °C.

Dans les spécifications du module photovoltaïque, UOC est généralement pour des conditions STC (25°C). Cela permet de calculer UOC -10°C en appliquant le coefficient de température  $\beta$  fourni par le fabricant.

Cela donne les formules suivantes :

$$N_{\text{max/chaîne}} = \frac{U_{\text{DCmax régulateur}}}{U_{\text{oc}} - 10^{\circ}\text{C}}$$

Avec :

- $U_{\text{OC}} - 10(^{\circ}\text{C}) = (1 + (-35^{\circ}\text{C} \cdot \beta / 100)) \cdot U_{\text{OCSTC}}$ , si  $\beta$  exprimé en  $\%/^{\circ}\text{C}$ .
- $U_{\text{OC}} - 10(^{\circ}\text{C}) = U_{\text{OCSTC}} + (-35^{\circ}\text{C} \cdot \beta / 1000)$ , si  $\beta$  exprimé en  $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ .

En l'absence de données sur  $\beta$ , la règle pratique suivante peut être utilisée :

- $U_{\text{OC}} - 10(^{\circ}\text{C}) = 1,13 \cdot U_{\text{OCSTC}}$

## 5.2. Nombre de modules en parallèle

La fiche technique des régulateurs nous indique leur courant maximal admissible  $I_{\text{max}}$ .

Le nombre maximum de chaînes photovoltaïques en parallèle se calcule par la formule suivante :

$$\text{nombre maximal de modules en parallèle} = \frac{I_{\text{max régulateur}}}{I_{\text{sc module à } T_{\text{max}}}}$$

En déterminant le nombre de chaînes et le nombre de modules par chaîne selon les critères ci-dessus mentionnés, on vérifie la compatibilité de la puissance crête ainsi déterminée avec la puissance maximale admissible du régulateur.

## 6. Choix du régulateur de charge/décharge

Le régulateur de charge/décharge, pièce centrale de l'installation photovoltaïque, doit être compatible avec les autres éléments (champ photovoltaïque et parc de batteries).

Le choix du régulateur s'effectue selon les critères suivants :

- L'intensité maximale admissible par le circuit d'entrée du régulateur : doit être supérieure à la somme des courants de court-circuit des modules/chaînes photovoltaïques monté(s) en parallèle à  $T_{\text{max}}$ .
- L'intensité admissible du courant de sortie du régulateur qui doit être supérieure à la valeur maximale appelée par les récepteurs DC. Le courant maximum appelé par les charges DC pendant une heure doit être inférieur à 10% de la capacité de la batterie.
- Courant de charge : celui qui permet de charger la batterie.
- La plage de tension d'entrée : la tension à circuit ouvert délivrée par une chaîne photovoltaïque à  $-10^{\circ}\text{C}$ .
- La tension de sortie : tension du parc de batteries.
- Equipé d'une compensation de température puisque la tension de charge de la batterie varie en fonction de la température.

## 7. Choix de l'onduleur

L'onduleur doit être choisi de manière à ce que sa tension d'entrée soit celle du parc des batteries et sa puissance nominale couvre la somme des puissances de toutes les charges AC à utiliser en même temps. Une marge de dimensionnement de 25% est recommandée pour garantir le bon fonctionnement de l'onduleur à une température ambiante supérieure à  $25^{\circ}\text{C}$ .

De plus, il faut s'assurer que la puissance délivrée par l'onduleur à  $45^{\circ}\text{C}$  soit supérieure à la charge totale AC en tenant compte des chutes de tension. Le courant maximum appelé par l'onduleur pendant une heure ne doit dépasser 10% de la capacité de la batterie.

Certains appareils électriques fonctionnant sous une tension alternative nécessitent un fort courant au démarrage. C'est le cas par exemple des réfrigérateurs, ou plus généralement tous les appareils disposant d'un moteur électrique. Les onduleurs doivent donc être capables de fournir ce courant de démarrage.

## 8. Dimensionnement du parc de batteries

Le dimensionnement de la batterie consiste à effectuer les deux choix techniques suivants :



- Choix de la tension du parc de batteries.
- Choix de la capacité du parc de batteries.

### 8.1. Choix de la tension du parc de batteries

Le choix de la tension du parc de batteries repose sur 2 critères :

- La tension de sortie du régulateur.
- La tension d'entrée de l'onduleur.

### 8.2. Choix de la capacité du parc de batteries

Avant de calculer la capacité de la batterie, le concepteur doit définir l'autonomie de réserve, qui correspond au nombre souhaité de jours pendant lesquels le parc de batteries est capable d'alimenter, sans ensoleillement, l'ensemble des besoins électriques. Le choix de l'autonomie, dépend des conditions climatiques du site, et plus particulièrement du nombre de jours consécutif sans ensoleillement.

L'autonomie de la batterie est définie en fonction de la région. Les valeurs d'autonomie minimales suivantes sont recommandées :

- 03 jours pour la Z1.
- 02 jours pour la Z2 et Z3.

La capacité du parc des batteries est alors calculée de la manière suivante :

$$C \text{ (Ah)} = \frac{\text{charge journalière DC à alimenter par la batterie} \cdot \text{autonomie}}{U_{\text{bat}} \cdot \eta_{\text{batterie}} \cdot \eta_{\text{régulateur}} \cdot (1 - \text{pertes DC}) \cdot \text{coef de décharge profonde}} + \frac{\text{charge journalière AC à alimenter par la batterie} \cdot \text{autonomie}}{U_{\text{bat}} \cdot \eta_{\text{batterie}} \cdot \eta_{\text{onduleur}} \cdot (1 - \text{pertes DC-AC}) \cdot \text{coef de décharge profonde}}$$

La capacité calculée de la batterie est en C100.

$U_{\text{bat}}$  correspond à la tension de fonctionnement du système.

On suggère dans ce référentiel l'optimisation de la charge journalière à alimenter par la batterie comme suit :

$$\text{charge journalière optimisée} = 0,7 \cdot \text{charge du jour} + \text{charge de nuit}$$

Le coefficient de décharge profonde maximum autorisé est de 50%.

Le calcul optimisé de la capacité de la batterie peut se faire à l'aide de la formule suivante :

$$C \text{ (Ah)} = \frac{(\text{charge DC jour} \cdot 0,7 + \text{Charge DC nuit}) \cdot \text{autonomie}}{U_{\text{bat}} \cdot \eta_{\text{batterie}} \cdot \eta_{\text{régulateur}} \cdot (1 - \text{pertes DC}) \cdot \text{coef de décharge profonde}} + \frac{(\text{charge AC jour} \cdot 0,7 + \text{Charge AC nuit}) \cdot \text{autonomie}}{U_{\text{bat}} \cdot \eta_{\text{batterie}} \cdot \eta_{\text{onduleur}} \cdot (1 - \text{pertes DC-AC}) \cdot \text{coef de décharge profonde}}$$

La capacité de la batterie doit être assurée par au maximum trois éléments montés en parallèle.

Pour le cas de la Tunisie, la capacité de la batterie retenue doit être supérieure à celle calculée en hiver.

**Pour le dimensionnement du système photovoltaïque autonome et en plus du dimensionnement manuel ci-dessus mentionné, il faut justifier les résultats de dimensionnement à l'aide d'un logiciel reconnu tel que le PV-Sol, RETSCREEN, PVSyst,...**

## 9. Dimensionnement des câbles DC

Le choix de la section des câbles DC s'effectue selon deux critères majeurs :

- Le courant admissible IZ dans le câble.
- La chute de tension admissible dans le câble.
- Les acteurs classiques multiplicatifs de correction en courant (coefficient de mode de pose, coefficient

prenant en compte le nombre de câbles posés ensemble, coefficient tenant compte de la température ambiante et du type de câble).

### 9.1. Courant admissible des câbles dans la partie DC

Le dimensionnement des câbles est à effectuer conformément aux règles de la norme NFC15-100 et du guide UTE C15-105 sur la base de câbles à isolation PR, pour des courants maximums susceptibles de les traverser y compris en cas de défaut.

Pour déterminer le courant admissible, les câbles sont dimensionnés en appliquant les facteurs classiques multiplicatifs de correction en courant (coefficient de mode de pose, coefficient prenant en compte le nombre de câbles posés ensemble, coefficient tenant compte de la température ambiante et du type de câble) :

- $I_z$  doit être  $\geq$  à  $I'z$
- $I'z = \frac{I_b}{(K1 \cdot K2 \cdot K3)}$

Avec les coefficients suivants :

- K1 : facteur de correction prenant en compte le mode de pose (= 1 pour câbles mono-conducteurs sur chemins de câbles perforés) ;
- K2 : facteur de correction prenant en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte (1 pour un seul circuit) ;
- K3 : facteur de correction prenant en compte la température ambiante et la nature de l'isolant (=1 si  $T_a = 30^\circ\text{C}$  ; = 0,82 si  $T_a = 50^\circ\text{C}$  ; = 0,71 si  $T_a = 60^\circ\text{C}$  ; = 0,58 si  $T_a = 70^\circ\text{C}$ ) ;
- $I_b$  : courant maximum d'emploi traversant les câbles ;
- $I'z$  : courant maximum admissible du câble en tenant compte des conditions de pose ;
- $I_z$  : courant maximum admissible du câble choisi : données fabricant ( $I_z$  doit être  $\geq$  à  $I'z$ ).

En fonctionnement normal, le courant maximal d'emploi, côté générateur photovoltaïque, doit être pris égal à  $1,25 \times \text{ISC}$ . Ainsi, on choisira toujours des sections de câbles dont le courant admissible  $I_z$  supérieur à  $1,25 \times \text{ISC}$ .

Le tableau suivant donne la valeur du courant maximal admissible  $I_z$  en fonction du nombre de chaînes en parallèles :

NC : Nombre de chaîne en parallèle	Valeur maximale du courant retour dans une chaîne (A)	Courant maximal admissible $I_z$ (A)
<b>NC = 1</b>	0	$I_z \geq 1,25 \cdot \text{ISC}$
<b>NC = 2</b>	$1,25 \cdot \text{ISC}$	$I_z \geq 1,25 \cdot \text{ISC}$
<b>NC = 3</b>	$2 \times 1,25 \cdot \text{ISC}$	$I_z \geq 2 \times 1,25 \cdot \text{ISC}$ OU $I_z \geq 1,45 \times I_n$ (en cas de présence d'un fusible de courant nominal $I_n$ *)
<b>NC <math>\geq 4</math></b>	$(\text{NC} - 1) \times 1,25 \cdot \text{ISC}$	$I_z \geq (\text{NC} - 1) \times 1,25 \cdot \text{ISC}$ OU $I_z \geq 1,45 \times I_n$ (en cas de présence d'un fusible de courant nominal $I_n$ *)
<b>Valeur du courant admissible <math>I_z</math> dans les câbles DC en fonction du courant retour</b> * En cas de présence d'un fusible de courant nominal $I_n$ , celui-ci va couper le circuit lorsque le courant retour dépasse la valeur de $1,45 \times I_n$ . Le courant retour ne dépassera donc jamais cette valeur. Le courant maximal admissible $I_z$ peut être pris au moins égal à $1,45 \times I_n$		

Le courant admissible d'un câble est la valeur maximale de l'intensité du courant pouvant parcourir en permanence ce conducteur sans que sa température soit supérieure à sa température spécifiée.

## 9.2. Chute de tension dans la partie DC

L'optimisation technico-économique conduit à réduire au maximum les chutes de tension dans la partie DC d'une installation photovoltaïque.

A une valeur de courant égal à  $I_{mp,STC}$  (STC : conditions d'essais normalisées), Les chutes de tension  $\Delta U$  maximales doivent être :

- Inférieure à 1% entre la batterie et le régulateur de charge ;
- Inférieure à 1% entre la batterie et l'onduleur ;
- Inférieure à 1% entre le générateur photovoltaïque et le régulateur de charge ;
- Inférieure à 3% entre le régulateur de charge et les charges DC.

Avec  $\Delta U = (\rho L/S) \times I$

L : Longueur du câble (en mètre)

S : Section du câble (en mm<sup>2</sup>)

$\rho$  : Résistivité du conducteur en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

## 10. Dimensionnement des câbles AC

Le choix des sections des conducteurs de phases s'effectue selon deux critères majeurs :

- Le courant admissible  $I_Z$  dans le câble.
- La chute de tension admissible dans le câble.

### 10.1. Courant admissible dans la partie AC

La valeur du courant admissible d'un câble dépend du type de câble et est généralement donné par le constructeur.

### 10.2. Chute de tension dans la partie AC :

La chute de tension maximale autorisée entre les bornes AC de l'onduleur et les postes de consommation est de 3% à puissance nominale de l'onduleur. Il est recommandé de limiter à 1% la chute de tension entre l'onduleur et le disjoncteur de branchement (coffret AC) de façon à réduire d'une part les pertes d'énergie, et d'autre part les découplages momentanés de l'onduleur en préservant une marge entre la tension moyenne de fonctionnement de l'onduleur, et le réglage de sa protection à maximum de tension.

Pour le dimensionnement des câbles côtés DC et AC, il faut confirmer les résultats déterminés à travers le calcul manuel à l'aide de logiciel de dimensionnement des câbles.

## 11. Choix des composants des organes de protection

Le choix des organes de protection se fait en respect des critères de choix mentionnés au chapitre II et en tenant compte du dimensionnement et des caractéristiques des composants de l'installation.

## INSTALLATION ET MISE EN SERVICE

### 1. Installation du champ photovoltaïque

#### 1.1. Choix de l'emplacement

Lors de l'installation de modules photovoltaïques, il convient d'effectuer au préalable les notes de calcul des structures y compris le mode de fixation.

Le choix de l'implantation des modules photovoltaïques doit prévoir un accès aisé à l'installation avec au moins une unité de passage sur un ou plusieurs côtés de chaque rangée de modules (Unité de passage = 90 cm). Dans la pratique, et en cas de présence d'obstacles ou autres contraintes, l'orientation et l'inclinaison adoptée doivent être justifiés dans le dossier technique de l'installation.

L'orientation du module doit être vers le plein Sud (Azimut 0°) avec quelques exceptions justifiées dans le dossier technique (obstacle, typologie de la consommation, ...)

L'inclinaison (ou la pente) est l'angle que fait le module avec l'horizontale. L'inclinaison du module peut être déterminée :

- A l'aide d'une boussole.
- A l'aide d'une boussole, un gabarit et un niveau.
- A l'aide d'un inclinomètre (instrument de mesure d'une pente).

Il est recommandé de respecter l'inclinaison déterminée pour optimiser la puissance du système photovoltaïque en fonction de la courbe de charge du client.

#### 1.2. Implantation des structures

La mise en œuvre de la structure porteuse des modules doit respecter les normes appliquées au niveau des constructions des maisons ou bâtiments et doit respecter les recommandations suivantes :

- La structure doit résister, avec les modules installés, aux surcharges du vent et à la neige, en accord avec les normes techniques de la construction et les résultats des notes de calcul ;
- La conception et la construction de la structure et le système de lestage, ou ancrage, du châssis du générateur photovoltaïque, permettront les dilatations thermiques nécessaires, sans charges de transmission qui peuvent affecter l'intégrité des modules, selon les indications du fabricant ;
- La structure supportant les modules doit être, en aluminium anodisé ou en acier galvanisé à chaud ou acier inoxydable ;
- Les boulons, les rondelles et écrous seront de dimension adéquate en inox ;
- Les éléments de fixation des modules et leurs propres structures ne doivent pas créer des zones d'ombre sur les modules photovoltaïques.

#### **Implantation d'un champ photovoltaïque sur toit terrasse**

Le choix du mode de fixation dépend des caractéristiques statiques du toit. Si le toit peut supporter une charge supplémentaire, le châssis du générateur photovoltaïque peut être installé indépendamment (procédé à ballast). Sinon il devra être fixé aux parties porteuses du bâtiment (par ancrage).

##### *Châssis lestés :*

Structure constituée de modules photovoltaïques rigides fixés sur un châssis support indépendante de la toiture (posée librement sur la toiture-terrasse). L'ensemble châssis - modules photovoltaïques comporte un système de lestage assurant sa stabilité vis-à-vis des charges de vent. La charge supplémentaire la plus convenable pour assurer la stabilité du générateur sur le toit est généralement des dalles de terrasse ou des dalles de fondations fabriquées spécifiquement. Au besoin, il faut poser une sous-couche composée de nattes de protection de la couverture contre les arêtes vives. Les châssis doivent être ancrés aux éléments en béton. Avec le procédé à ballast, la stabilité du générateur photovoltaïque est uniquement assurée par son poids propre et une charge supplémentaire ; il n'y a aucune fixation au toit.



Figure 2  
Châssis lestés sur une toiture

### *Châssis ancrés :*

Si le procédé de ballast est impossible pour des raisons statiques de la structure porteuse. Il faut alors ancrer solidement le générateur à des éléments porteurs du bâtiment. Pour ce faire, le châssis est monté sur des traverses qui sont soit fixées au plafond du dernier étage, soit sur l'attique. Il est à noter que l'étanchéité des points d'ancrage sur le toit doit être assurée.



*Figure 3*  
*Châssis ancré sur une toiture*

### *Préservation de l'étanchéité de la toiture*

Les travaux de mise en œuvre du champ photovoltaïque ne doivent pas altérer l'état du bâtiment : étanchéité, esthétique ou autre déformation pouvant nuire à son état général.

Une vérification de la qualité de la toiture existante doit avoir lieu au préalable pour déterminer si la toiture existante est encore bonne pour la durée de vie de l'installation ou s'il y a lieu de la réparer avant d'entamer les travaux.

Pour les toitures revêtues de couches d'étanchéité, il est nécessaire d'adopter une mise en œuvre qui ne risque pas d'abîmer ou de détériorer la qualité de l'étanchéité.

### **Implantation au sol**

L'ancrage sur lequel repose le châssis du générateur photovoltaïque est réalisé par des fondations en béton sous la forme de semelle filante soit de fondations ponctuelles. Des dalles peuvent également être utilisées à titre exceptionnel, lorsque l'épaisseur du sol utilisable est trop mince.

Les fondations en béton sont généralement réalisées sur site, mais des éléments préfabriqués peuvent également être utilisés, avec l'avantage de pouvoir être mis en œuvre immédiatement et indépendamment des conditions météorologiques. La liaison de la fondation au châssis s'effectue soit par le biais d'éléments de fixation adaptés, soit par des réserves prévues dès la conception de la fondation.

Il est à préciser que la mise en œuvre des fondations en béton nécessite des travaux préliminaires de terrassement et de préparation du site. Par ailleurs une plateforme de drainage est recommandée en cas de présence de possibilité d'écoulement des eaux sur le site de l'installation photovoltaïque.

### **1.3. Fixation des modules**

Les modules photovoltaïques sont fixés par des rails supports de module et sont pressés contre les rails à l'aide de pince, de préférence dans la zone des quarts. Les pinces intermédiaires de chaque côté entre deux modules et les pinces latérales pour les premier et dernier modules d'une rangée. Les pinces doivent reposer suffisamment sur le cadre du module, conformément aux indications du fabricant.

Suivant les recommandations du fabricant des modules il est possible de fixer ces derniers avec des boulons écrous de dimension adéquate, généralement spécifiés par le fabricant, et dans ce cas tous les trous de fixation doivent être utilisés.

Pour les modules photovoltaïques sans cadre, les pinces de fixation sont plus larges et sont munis d'inserts en EPDM (Caoutchoucs en éthylène-propylène-diène monomère). Ces pinces doivent être certifiées par le fabricant des modules.

Sauf indication contraire du fabricant du module photovoltaïque :

- Les modules photovoltaïques peuvent être posés en portrait ou en paysage ;
- Il est interdit de poser les panneaux en position inverse (Boîte de jonction en bas).

## **2. Installation du régulateur de charge/décharge**

Le régulateur doit être installé à hauteur des yeux, soit à peu près 1,50 m du sol afin que l'utilisateur puisse bien voir les indications lumineuses.

Il doit être installé le plus près possible du parc de batteries et du générateur photovoltaïque afin d'éviter des pertes inutiles.

Il doit être protégé du rayonnement direct du soleil et de la pluie. La polarité doit être respectée lors du branchement des différents composants.

Les différents composants sont à brancher aux bornes du régulateur dans l'ordre suivant :

1. Batterie(e) ;
2. Générateur photovoltaïque (sortie coffret DC) ;
3. Utilisation (charge DC).

Les différentes composantes doivent être débranchées dans l'ordre suivant :

1. Utilisation (charge DC) ;
2. Générateur photovoltaïque (sortie coffret DC) ;
3. Batterie (s).

Après la connexion, vérifier les indicateurs de régulateur de charges afin d'identifier les anomalies éventuelles de fonctionnement.

### **3. Installation de l'onduleur**

L'onduleur doit être installé :

- Dans un lieu sec et protégé du rayonnement direct du soleil, des sources de chaleur et d'humidité,
- Dans un lieu aéré,
- Dans un local à proximité du parc de batteries afin d'éviter des chutes de tension excessives mais différent du local des batteries,
- En position verticale et fixé au mur avec les dispositifs prévus à cet effet.

Les câbles de raccordement doivent être fixés au mur à l'aide d'attaches adéquats ou d'embases à colliers « Colson » adaptées.

Les câbles (+) et (-) à l'entrée de l'onduleur doivent être clairement marqués.

### **4. Installation des batteries**

Les batteries doivent être placées dans un coffre ou dans un local technique dédié résistant à l'acide et ventilé afin d'évacuer les émissions de gaz. Un système de rétention de volume supérieur à celui de l'électrolyte des batteries doit également être installé lors d'une installation dans un local technique.

Les batteries doivent être installées dans un endroit aéré et à l'abri du rayonnement solaire et leurs supports doivent avoir une bonne résistance au sol en fonction du poids de la / (des) batterie(s).

La ventilation des batteries doit être conforme aux exigences de la norme NFC 15-100.

De plus, il faut Eviter de mettre les batteries sous les équipements (régulateurs ou convertisseurs) et face à un mur côté SUD.

#### **4.1. Principes à respecter pour les groupements des batteries :**

##### **A. Les batteries à monter en série doivent :**

- Etre de même type (fabrication) ;
- Avoir les mêmes capacités (Ah) ;
- Avoir une densité d'électrolyte égale (état de charge égal).

##### **B. Les batteries à monter en parallèle doivent :**

- Etre de même type (fabrication) ;
- Avoir la même tension nominale ;
- Avoir la même capacité (Ah) ;
- Avoir une densité d'électrolyte égale (état de charge égal).

Le nombre maximum d'éléments de batteries branchées en parallèle ne doit pas dépasser trois.

Le câblage des éléments de batteries ne pouvant s'effectuer hors tension, il convient de respecter scrupuleusement les règles de sécurité.



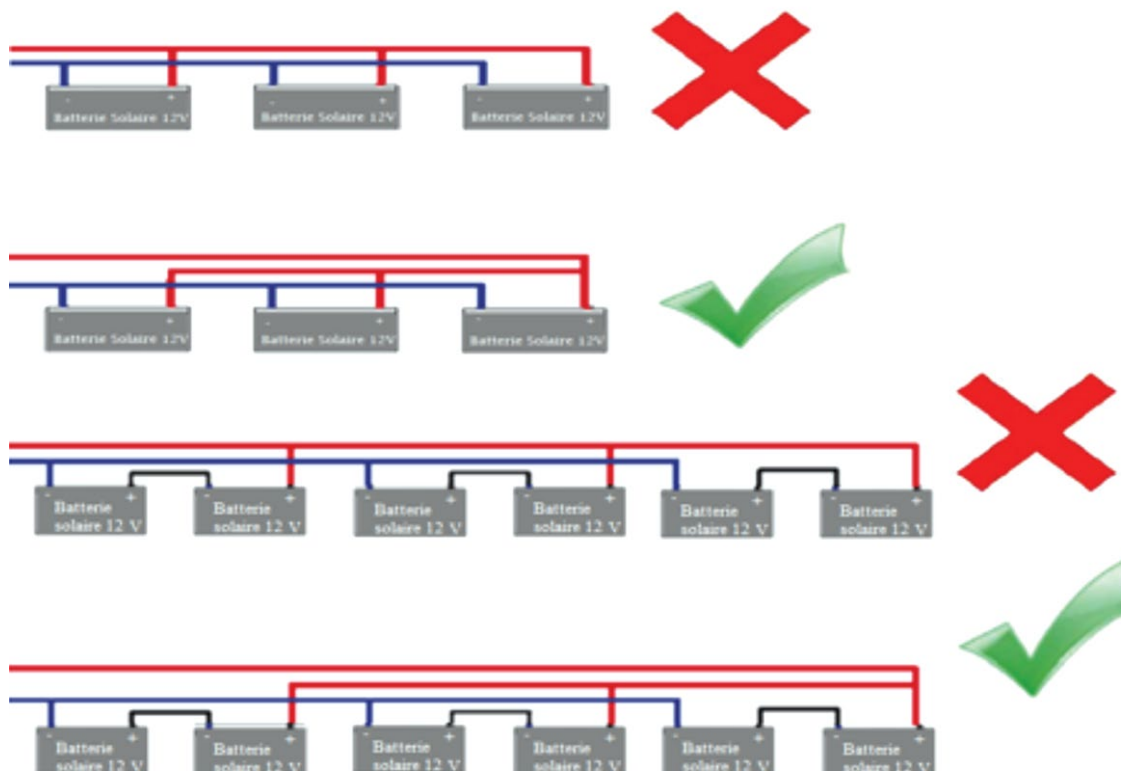
Il convient d'apporter une attention particulière lors :

- De la manipulation des éléments,
- De la manipulation de l'acide.

Il est impératif d'utiliser le matériel de sécurité préconisé dans les notices d'installations des fabricants de batteries.

En cas d'installation de plusieurs rangées parallèles de batteries, il faut amener séparément chaque câble de chaque rangée de batteries vers deux bus bar (barre en cuivre) et éviter d'empiler les cosses sur les bornes pour établir les connexions. Cela permet de réduire la corrosion et permet de créer une symétrie électrique.

De plus, des précautions dans le câblage des batteries sont à prendre. Le schéma suivant est à respecter pour éviter une charge déséquilibrée des batteries (avec des tensions différentes).



#### 4.2. Mise en service des batteries

La première charge de mise en service conditionne la durée de vie de la batterie. Il faut respecter le manuel d'utilisation et d'installation des batteries fournis par le fabricant.

### 5. Installation des organes de protection

- Les organes de protection doivent être installés dans un endroit accessible et protégé contre les intempéries et l'usage involontaire.
- Les dispositifs de protection doivent être mis en œuvre sur les deux polarités quelle que soit la configuration de l'installation.
- Les parafoudres doivent être installés de manière à pouvoir être vérifiés et isolés de la source photovoltaïque. Ils sont à installer conformément aux exigences de la norme NF EN 61643-11 (C 61-740) et selon les prescriptions du guide UTE-C 15-443.
- Le raccordement à la borne de terre et aux bornes + et – du parafoudre s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à 6 mm<sup>2</sup> Cu ou équivalent

## 5.1. Mise en œuvre des boîtes de jonction et des coffrets DC

### A. Boîtes de jonction

L'utilisation d'une boîte de jonction à proximité du générateur photovoltaïque, en amont du câble photovoltaïque principal, est exigée dans les cas suivants :

- Lorsque le nombre de chaînes de modules est supérieur à 2 et la protection par fusibles est nécessaire,
- Lorsque la distance entre le générateur photovoltaïque et le régulateur de charge/décharge dépasse 10 mètre et qu'une protection contre la foudre est recommandée,
- Lorsque la coupure d'urgence est exigée.

Les boîtes de jonction doivent être installées à proximité (à moins de 3 mètres) de la sortie des chaînes photovoltaïques.

### B. Coffrets DC

L'utilisation d'un coffret DC à proximité du régulateur de charge/décharge, est exigée dans les cas suivants :

- En absence de boîte de jonction,
- Lorsque la distance entre le générateur photovoltaïque et le régulateur de charge/décharge dépasse 10 mètre et qu'une protection contre la foudre est recommandée.
- Lorsque la coupure d'urgence est exigée

Les coffrets DC doivent être installés à proximité (à moins de 3 mètres) de l'entrée photovoltaïque du régulateur.

Les éléments suivants sont à prendre en considération pour le choix et l'installation des boîtes de jonction et des coffrets DC :

- Enveloppe non propagatrice de la flamme, résistant aux rayons UV, classe II et IP65 avec ouïe de ventilation et porte transparente (si elle est installée en dehors du local technique).
- Pénétration et sorties de câbles DC par connecteurs MC4.
- Pénétration du câble de terre V/J 6 mm<sup>2</sup> par presse-étoupe.
- Séparation physique des pôles positifs et négatifs en entrée et en sortie.
- De dimension permettant de fixer tous les composants (Fusibles, parafoudres, sectionneurs, coupure d'urgence...) en fonction de la configuration adoptée.

## 5.2. Mise en œuvre des coffrets AC

L'utilisation d'un coffret AC au niveau du local technique est exigée en cas d'une charge AC.

Les éléments suivants sont à prendre en considération dans le choix et l'installation du coffret AC :

- Enveloppe non propagatrice de la flamme, classe II et IP65,
- De dimensions permettant d'implanter les organes de protection exigés (disjoncteur différentiel, coupure d'urgence côté AC, ...)
- Pénétration et sorties de tous les câbles par presse-étoupes

La mise en œuvre des boîtes de jonction, des coffrets DC et des coffrets AC devront se conformer aux dispositions constructives suivantes :

- Être implantées en un lieu accessible pour les exploitants et comportant des étiquettes de repérage et de signalisation du danger. Les étiquettes doivent être facilement visibles et fixées d'une manière durable pour résister aux intempéries (température, humidité, UV...).
- Chaque chaîne du champ photovoltaïque doit pouvoir être déconnectée et isolée individuellement par le biais de porte fusible ou d'autres liaisons déconnectables (connecteur débrochable par exemple) mais sans risque pour l'opérateur.
- Lorsque la protection par fusibles s'impose, ils doivent être appropriés pour le courant continu et installés à la fois sur la polarité positive et négative de chaque chaîne.
- Une disposition des bornes positives et négatives de telle sorte que les risques de court-circuit durant l'installation ou la maintenance soient improbables.
- Un marquage visible et inaltérable indiquant que les parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension après sectionnement de l'onduleur courant continu.

## 6. Cablage

### 6.1. Partie courant continu

Les câbles de la partie DC d'une installation photovoltaïque doivent :

- Etre Protégés des conditions climatiques sévères et des rayonnements UV afin de ralentir le processus de vieillissement et de minimiser les risques de point chaud et d'arc.
- Cheminer côte à côte et le câble d'équipotentialité doit emprunter le même cheminement pour éviter les boucles de câblage préjudiciable en cas de surtensions dues à la foudre.
- Etre posés sans contact avec des arrêtes tranchantes pour éviter les dommages mécaniques ; des protections contre les risques de cisaillement devront être installées aux endroits à risques.
- Etre choisis et mis en œuvre de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre ou de court-circuit ; cette condition est assurée en utilisant des câbles mono-conducteurs d'isolement équivalent à la classe II (isolation double).
- Cheminer dans des conduits fermés, non encastré, distinct de ceux des circuits alternatifs, sauf ponctuellement au niveau des croisements.
- Respecter les rayons de courbure minimaux. Des précautions nécessaires sont à prendre pour éviter qu'une traction exercée sur le câble ne se répercute sur les boîtes de jonction et les coffrets DC.
- Etre posés et protégés en utilisant des matériels de fixation et de protection appropriés. Les options de fixation listées ci-après sont à utiliser :
  - Tube PVC : pour le passage sous terrain des câbles.
  - Tube IRO : pour le passage des câbles pour les passages des câbles à l'intérieur des locaux.
  - Tube annelé (gainés) : au passage des murs et pour la protection des câbles aux extrémités des chemins de câbles métallique.
  - Chemins de câble métallique : derrière les modules, sur toiture et dans les zones externes exposées au soleil et aux intempéries.
  - Colliers de câblage : métallique au niveau des zones externes exposées au soleil et aux intempéries.

#### Usage des connecteurs

Tous les points de connexions nécessaires à la réalisation d'une chaîne photovoltaïque dont la tension à vide maximale est supérieure à 60 V, doivent être assurés par des connecteurs y compris à ses extrémités.

Pour garantir la qualité de la connexion et limiter les risques d'arc électrique pouvant créer des incendies, chaque couple de connecteurs mâle-femelle à assembler doit être de même type et même marque.



Figure 4  
Connecteur DC mâle-femelle

Les connecteurs devront être de type MC4, adaptés à la section des câbles, conformes à la norme NF EN 50521. Leur sertissage devra être réalisé conformément aux préconisations du fabricant et avec le matériel à sertir adapté.

### 6.2. Partie courant alternatif

Le câblage AC est à effectuer de la sortie de l'onduleur jusqu'au coffret AC. Ces câbles seront de type rigide U1000 R2V à isolation PR. Pour toutes les configurations, le câble entre onduleur et le coffret AC doit être de section minimale 6 mm<sup>2</sup>. La section est à choisir afin que la chute de tension entre l'onduleur et le coffret AC soit inférieure à 1% et permettant de supporter un court-circuit côté AC pendant au moins deux secondes.

Un disjoncteur de coupure différentiel de sensibilité 100 mA et de calibre supérieur au courant maximal de sortie de l'onduleur est à installer au niveau du coffret AC avec étiquette numérotée pour repérage. Cela permet la coupure de l'onduleur et assurer la protection en cas de court-circuit à la sortie de l'onduleur.

### 6.3. Mise à la terre des composants d'une installation photovoltaïque

Conformément à la norme C15-100 et au guide UTE C15-712-1, toutes les masses de l'installation photovoltaïque sont à relier à la terre. Ceci inclut les cadres de tous les modules, tous les éléments de la structure, les chemins de câbles métalliques, les armoires métalliques, les coffrets électriques, le régulateur, l'onduleur et les parafoudres.

L'Installateur aura à sa charge la fourniture de tous les accessoires de mise à la terre nécessaire : cosses, visserie, raccords, cosses en C, etc. Des connexions adaptées seront utilisées afin d'éviter tout couple électrochimique entre le cuivre et l'aluminium.

En particulier, la mise à la terre des modules sera réalisée à l'aide de connecteurs Terragrif pour les modules, et la mise à la terre des éléments de la structure est à réaliser à l'aide de plots (serre-fils) de mise à la terre et rondelles bimétal.

La mise à la terre des modules, ainsi que le câblage des branches de modules, seront réalisées de manière à limiter toute création de boucle pouvant entraîner des surtensions.

Ceci inclut la fourniture et mise en place d'un câble principal de terre Cu V/J de section 10 mm<sup>2</sup> depuis la boîte de jonction et jusqu'au coffret DC. Les dérivations de terre à partir de ce câble principal seront réalisées en câble V/J de section 6 mm<sup>2</sup>.

L'Installateur réalisera également le raccordement du câble de terre principal de l'installation photovoltaïque à la barrette de terre principale existante au niveau du local technique.

L'objectif essentiel est de minimiser les dangers pour les personnes, ainsi que les dommages pouvant intervenir sur le système électrique connecté pendant l'exploitation et la maintenance, dans toutes les conditions spécifiques de l'environnement du site.

Le câblage des piquets de t au niveau du regard de terre est à faire par un câble de section minimale de 16 mm<sup>2</sup>.

## 7. Signalisation

### 7.1. Identification des composants


Les principaux composants constituant l'installation photovoltaïque devront être identifiés et repérés par des étiquettes facilement visibles et fixées d'une manière durable en correspondance avec les plans et schémas de l'installation :

- Boîtes de jonction ;
- Coffrets DC et AC ;
- Câbles DC et AC (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles DC) ;
- Sortie onduleur ;
- Batteries ;
- Dispositifs de protection et sectionnement ;
- Disjoncteurs de branchement ;
- Dispositifs de coupure d'urgence.

### 7.2. Etiquetage

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenance, contrôleurs, exploitants, services de secours, ...), il est impératif de signaler la présence d'une installation photovoltaïque.


#### A. Etiquetage sur la partie utilisation AC

	<p>Une étiquette de signalisation est située à proximité de l'appareil de coupure générale courant alternatif</p>
---	---

### B. Etiquetage sur la partie DC


Les boîtes de jonction, les coffrets DC et le chemin de câbles DC devront porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension même après sectionnement côté continu de l'équipement de conversion.

	<p><b>Etiquette portant la mention «Attention, câbles courant continu sous tension»</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ Sur la face avant des boîtes de jonction</li><li>▪ Sur la face avant des coffrets DC</li><li>▪ Sur les extrémités es canalisations DC</li></ul>
---	---

	<p><b>Etiquette portant la mention « Ne pas manœuvrer en charge »</b></p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ A l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets DC</li><li>▪ A proximité des sectionneurs-fusibles, parafoudres débrochables</li></ul>
--	---

### C. Etiquetage équipement de conversion

Tout équipement de conversion pouvant être alimenté par plusieurs sources doit porter un marquage indiquant qu'avant toute intervention il y a lieu d'isoler toutes les sources de tension.

	<p><b>Etiquette équipement de conversion et onduleur</b></p>
---	--

## 8. Mise en service

### 8.1. Inspection visuelle

Avant la mise en service d'une installation photovoltaïque autonome, une inspection visuelle de tous les composants et de leur fixation et serrage est à effectuer comme suit :

#### **A. Modules / chaines**

- Propres,
- Pincés bien serrés,
- Installation robuste et intacte,
- Câbles et connecteurs bien fixés,
- Boîtes de connexion de modules intactes,
- Alignement respecté, aucun module tordu,
- Respect du nombre de modules par chaîne, du nombre de chaînes par champ/sous champ

#### **B. Boîte de jonction et coffret DC**

- L'intégrité,
- L'étanchéité,
- Fusibles intacts,
- Parafoudre non-enclenché,
- Interrupteurs sectionneurs de calibres appropriés et intacts,
- Câblage et mise à la terre bien serrés,
- Polarités respectées,
- Emplacement adéquat.

#### **C. Batterie**

- L'intégrité du lieu d'installation,
- L'aération du lieu d'installation (si batterie ouverte),
- Bac à batterie/ Châssis de batterie existant,
- Bac de rétention (si batterie ouverte),
- Les connexions sont bien serrées,
- Les connexions correspondent à la tension du système,
- L'intégrité des câbles,
- Pôles couverts (couvercles, graisse),
- Niveau de l'électrolyte,
- Fusible de batterie de calibre adéquat et installé correctement.

#### **D. Régulateur**

- Installé selon manuel,
- Polarité respectée,
- Tension et courant appropriés,
- Affichage selon manuel,
- kWh produits (coté PV),
- kWh consommés DC.

#### **E. Onduleur**

- Installé selon manuel,
- L'aération/la ventilation assurée,
- Fréquence, tension et puissance appropriées,
- Affichage selon manuel,
- kWh consommés.

#### **F. Câbles**

- Sections et types de câbles respectés,
- L'intégrité,
- Protection mécanique.

#### **G. Connecteurs**

- L'intégrité,
- Placement,
- Sertissage.

#### **H. Mise à la terre**

- Types et sections respectées,
- Câbles bien fixés,
- Tous les composants de l'installation sont mis à la terre,
- Piquets de mise à la terre : nombre et type.



### ***I. Disjoncteur différentiel***

- Intact de calibre et sensibilité appropriés,
- Non-enclenché.

## **8.2. Mesures**

Pour effectuer les mesures nécessaires avant la mise en œuvre d'un système photovoltaïque pour l'électrification rurale, il faut disposer des équipements de mesures nécessaires (multimètre, pince ampèremétrique, boussole, densimètre, luxmètre...)

Les principales mesures à effectuer sont :

### **A. Modules / chaines**

- UOC [V],
- ISC [A],
- Polarité CC.

### **B. Câbles d'alimentation en DC**

- Contrôle de la résistance d'isolement,
- Chute de tension.

### **C. Câbles d'alimentation en AC**

- Contrôle de la résistance d'isolement,
- Chute de tension.

### **D. Batterie**

- Tension au repos U [V], l'heure, l'irradiation,
- Le courant de charge I [A], l'heure, l'irradiation,
- Densité de l'électrolyte au niveau de chaque élément,
- Température.

### **E. Régulateur**

- Courant d'entrée (générateur PV) en fonctionnement de l'irradiation,
- Courant de charge en fonction de l'irradiation et l'état de charge de la batterie,
- Courant de sortie DC en fonction des charges DC,
- Tension d'entrée (générateur PV),
- Tension de charge,
- Tension de sortie DC.

### **F. Onduleur**

- Courant et tension d'entrée,
- Courant et tension de sortie (AC),
- Fréquence de sortie.

### **G. Mise à la terre**

- Résistance transitoire de la prise de terre

## **9. dossier technique**

L'installateur doit fournir, après l'achèvement des travaux, un dossier technique. Ce dossier technique doit comporter les éléments suivants :

- Un schéma électrique unifilaire de l'installation photovoltaïque,
- Plan des boîtes de jonctions et du coffret DC
- Plan du coffret AC,
- La nomenclature des équipements installés mentionnant leurs caractéristiques et leurs références,
- Un plan d'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que des liaisons (canalisations) correspondantes ;
- Une description de la procédure d'intervention sur l'installation photovoltaïque autonomes et les consignes de sécurité.
- Un projet de contrat de maintenance à signer avec le client

## MAINTENANCE ET EXPLOITATION DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE AUTONOME

La durabilité de l'installation photovoltaïque ne peut être pleinement assurée que si l'installation photovoltaïque est bien exploitée et entretenue.

Une installation photovoltaïque autonome doit faire l'objet d'un entretien et d'une maintenance régulière. Il est préconisé de réaliser les opérations associées à cette maintenance au minimum une fois par an. Ces opérations, par leur technicité et le danger inhérent à la manipulation de l'installation photovoltaïque, sont à effectuer par des intervenants formés et habilités.

En plus des opérations de maintenance à réaliser par une personne habilitée, l'installateur doit sensibiliser le client sur les bonnes pratiques d'exploitation du système et lui fournir des brochures simplifiées indiquant les méthodes et pratiques de l'exploitation de son installation photovoltaïque autonome.

### 1. Isolement de l'installation photovoltaïque autonome

Pour arrêter l'installation photovoltaïque autonome, procéder selon les étapes suivantes :

1. Couper l'utilisation de l'installation (Disjoncteur différentiel en aval de l'onduleur).
2. Eteindre l'onduleur.
3. Isoler les modules photovoltaïques (Utiliser les interrupteurs sectionneurs et les portes fusibles dans le coffret DC/ boîte (s) de jonction).
4. Enlever les fusibles des portes fusibles des batteries.

Lorsque l'installation est arrêtée, tous les voyants doivent être éteints.

A la fin de ces étapes, il y a lieu de tenir compte de l'omniprésence d'une tension entre les polarités positives et négatives des modules photovoltaïques.

### 2. Entretien et maintenance

La durée de vie d'une installation photovoltaïque dépend directement du soin qui sera apporté à l'entretien et à la maintenance périodique de ses composants.

#### 2.1. Types de maintenance et périodicité

On distinguera les trois types de maintenance suivants correspondant aux opérations de :

- Maintenance conditionnelle, basées sur une surveillance des paramètres significatifs de l'installation ;
- Maintenance prévisionnelle, exécutées en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien (ex. : corrosion) ;
- Maintenance systématique, exécutées à des intervalles de temps préétablis et sans contrôle préalable de l'état du bien ni de ses éléments constitutifs ; la périodicité recommandée est d'un an.

Lors des visites de maintenance et autre que les la réparation des défaut/anomalies constatées, les opérations suivantes sont à assurer systématiquement.

#### A. Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens

- Contrôle visuel de l'ensemble des parties accessibles de l'installation,
- Recherche des points chauds éventuels sans démontage,
- Vérification de l'état des batteries,
- Vérification de l'absence de corrosion,
- Contrôle visuel de l'état des câbles,
- Contrôle de l'état des boîtes de jonction et des coffrets DC et AC,
- Contrôle visuel des connexions,
- Contrôle visuel des caractéristiques techniques de l'appareillage (fusibles, disjoncteurs parafoudres, ...),
- Test de la fonction coupure d'urgence,
- Contrôle de la présence et du bon état de l'identification des composants,
- Contrôle de la présence et du bon état de l'étiquetage,
- Contrôle de la disponibilité des dossiers de plans de l'installation photovoltaïque autonome à jour,
- Nettoyage des modules photovoltaïques,
- Vérification de l'état de charge des éléments de la batterie,

- Vérification du fonctionnement du régulateur et de l'onduleur avec consignation de la production instantanée et de la production cumulée,
- Vérification du maintien des conditions initiales de l'environnement des modules photovoltaïques,
- Vérification des mises à la terre fonctionnelles,
- Vérification du maintien des conditions d'exploitation et du maintien de la configuration initiale,
- Absence de nouveaux masques et ombres portées (végétation, équipements techniques, nouveaux bâtiments...),
- Vérification et dépoussiérage des tableaux électriques, resserrage des bornes.

## **B. Sécurité de l'intervention sur une installation photovoltaïque autonome**

### *Risque du courant continu*

Le courant continu est dangereux pour le corps humain : à faible intensité, il provoque des désordres électrochimiques qui peuvent entraîner la mort et, à haute intensité, il provoque des brûlures très dangereuses. Les installations fonctionnant à moins de 50 V ne représentent pas de grand danger. Dès 120 V, il faut prévoir des mesures de protection spéciales par des agents habilités.

### *Habilitation du personnel*

Le personnel intervenant sur l'installation photovoltaïque doit être formé et habilité pour les travaux réalisés. La tension en sortie d'une chaîne de modules photovoltaïques reliés en série peut rapidement devenir dangereuse (choc électrique potentiellement mortel à partir de 60 V en courant continu, ce niveau de tension pouvant être atteint dès la mise en série de deux modules photovoltaïques).

Les intervenants effectuant le raccordement des modules et la mise en œuvre des équipements électriques doivent disposer de l'habilitation électrique concernée, selon la norme NF C 18-510 (habilitation symbole BP ou habilitation symbole BR « photovoltaïque »). Une dispense d'habilitation électrique n'est autorisée que pour certaines opérations spécifiquement décrites dans la norme NF C 18-510 (notamment l'interconnexion de modules à l'aide de connecteurs débrochables conformes à la norme NF EN 50521 sur une chaîne de tension à vide inférieure ou égale à 60 V en courant continu).

Les intervenants non habilités à effectuer les raccordements électriques ou à travailler à proximité de pièces nues sous tension ne doivent pas être amenés à effectuer des opérations de raccordement ou à pénétrer dans les zones de travail pouvant présenter un danger. En cours de chantier, des signalisations mises en place par le personnel électricien indiquent à tout intervenant extérieur le danger lié à la zone de travail.

## **3. Contrat de maintenance**

Un contrat de maintenance est à signer entre l'installateur et le client de l'installation photovoltaïque autonome. Ce contrat doit spécifier au moins les éléments suivants :

- Aspects couverts par le contrat de maintenance et engagements des deux parties,
- Les conditions et modalités d'exploitation de l'installation photovoltaïque,
- Nombre de visites de maintenance préventive par an et leurs périodes,
- Délais d'intervention après la réception de la réclamation des pannes,
- Qualification de l'équipe intervenante,
- Documents à remplir lors des interventions,
- Durée du contrat,
- Tarifs des interventions, leur mise à jour et modalités de paiement,
- Les garanties des équipements et des interventions,
- Dispositions particulières et règlement des conflits,

## ANNEXES

### 1. Annexe 1 : Elements à considérer dans les études des structures

#### Vitesse de référence

##### Valeur de base de la vitesse de référence « $v_{b,0}$ »

La valeur de base de la vitesse de référence du vent, notée  $v_{b,0}$ , correspond à la vitesse moyenne sur 10 minutes observée à 10 m au-dessus du sol en terrain dégagé (maximum observé tous les 50 ans). Elle n'est fonction que de l'emplacement de l'ouvrage.

En se basant sur la carte de la vitesse du vent extraite du livre [Atlas des énergies pour un monde viable, édité par Syros en 1994] on détermine la vitesse de référence attribué au territoire Tunisien égal à 24 m/s

##### Vitesse de référence du vent « $v_b$ »

La vitesse du vent observable en rase campagne à 10 m de hauteur dépend, entre autres, de deux paramètres : la saison et la direction.

$$v_b = v_{b,0} \times c_{dir} \times c_{saison}$$

Les coefficients de direction et de saison sont généralement des facteurs de minoration de la vitesse de référence. Elles sont prises dans ce qui suit égal à 1.

##### Vitesse moyenne du vent « $v_m$ »

La vitesse moyenne du vent est celle qui sera observée sur la construction étudiée. Elle doit donc tenir compte de l'environnement de la construction, c'est-à-dire des turbulences observées à la hauteur (z) de l'élément recevant le vent. Elle sera notée  $v_m(z)$  tel que

$$v_m = v_b \times c_r(z) \times c_o(z)$$

Avec :

$c_r(z)$  : Coefficient de rugosité

$c_o(z)$  : Coefficient de l'orographie fonction du relief du site étudié

Le coefficient de rugosité est fonction de la catégorie du site et de la hauteur de l'installation

$$c_r(z) = k_r \times \ln \frac{z}{z_0} \text{ pour } z_{min} < z \leq 200$$

$$c_r(z) = c_r(z_{min}) \text{ pour } z \leq z_{min}$$

$$k_r = 0.19 \times \left( \frac{z_0}{0.05} \right)^{0.07}$$

#### Catégories de terrain

	Catégories de terrain	$z_0$ (m)	$z_{min}$ (m)	$k_r$
0	Mer ou zone côtière exposée aux vents de mer	0,003	1	0,1560
I	Lacs ou zone plate et horizontale à végétation négligeable et libre de tous obstacles	0,01	1	0,1698
II	Zone à végétation basse telle que de l'herbe, avec ou non quelques obstacles isolés (arbres, bâtiments) séparés les uns des autres d'au moins 20 fois leur hauteur	0,05	2	0,19
III	Zone avec une couverture végétale régulière ou des bâtiments, ou avec des obstacles isolés séparés d'au plus 20 fois leur hauteur (par exemple des villages, des zones suburbaines, des forêts permanentes)	0,3	5	0,2154
IV	Zone dont au moins 15 % de la surface sont recouverts de bâtiments dont la hauteur moyenne est supérieure à 15 m	1,0	10	0,2343



Figure 5  
Cartes des vitesses de vent  $V_{b,0}$  [m/s] estimées à partir du potentiel d'énergie éolienne

Source : [Atlas des énergies pour un monde viable, Syros, 1994]

### Pression dynamique de pointe $q_p(z)$

La pression dynamique de point est déterminée par la formule suivante

$$q_p(Z) = c_e(Z) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_b^2$$

Avec :

Masse volumique de l'air, qui dépend de l'altitude, de la température et de la pression atmosphérique prévues dans la région lors des tempêtes. La valeur recommandée est 1,25 kg/m<sup>3</sup>.

$C_e(z)$  : coefficient d'exposition déterminé à partir du graphique de la figure 6

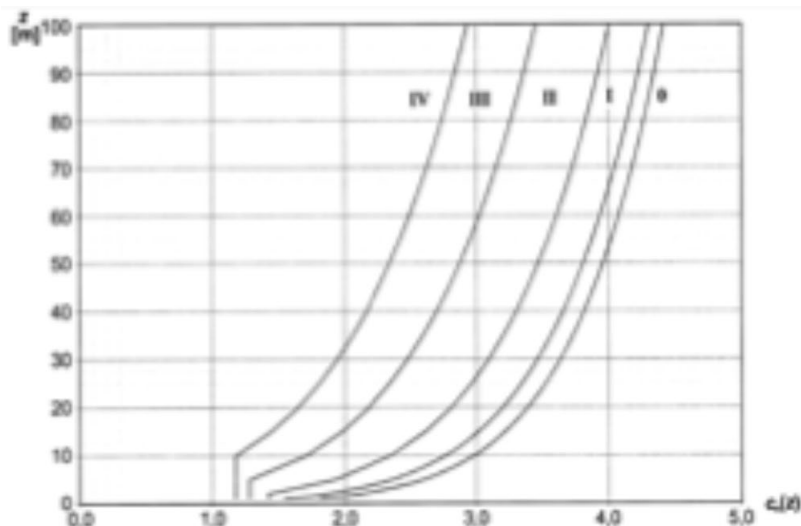


Figure 6

Représentation du coefficient d'exposition  $c_e(z)$  pour  $c_0 = 1,0$  et  $k_l = 1,0$

### Forces exercées par le vent

La détermination de forces exercées par le vent sur l'ensemble du champ photovoltaïque se fait en calculant ces forces à l'aide des coefficients via l'expression suivante

$$F_v = c_s c_d \cdot c_f \cdot q_p(Z_e) \cdot A_{ref}$$

Avec :

$c_s c_d$  : Coefficient structural pris égal à 1

$q_p(Z_e)$  : Pression dynamique de pointe à la hauteur de référence  $Z_e$

$C_f$  : Coefficient de force applicable à la construction égal à 1,8

$A_{ref}$  : Aire de référence de la construction

$C_e(z)$  : coefficient d'exposition déterminé à partir du graphique de la figure

### Equilibre d'une installation photovoltaïque sollicitée par les forces de vent

#### Equilibre au renversement

#### Calcul du ballast au point 2

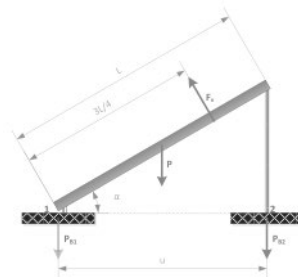
Pour le calcul du poids du ballast à placer au point 2 pour soutenir la résistance du châssis aux forces de renversement, en dépression, on considère le cas défavorable suivant :

Moment sollicitant dû au vent : équation d'équilibre autour du point 1 :

$$M_{F_v} = -0,75 \times L \times A \times F_v$$

Moment stabilisant dû au poids propre :

$$M_p = 0,5 \times u \times P$$



Ballast nécessaire pour stabiliser le point 2 au renversement :

$$P_{B2} = \frac{0,75 \times L \times A \times F_v - 0,5 \times L \cos \alpha \times P}{L \cos \alpha}$$

$$P_{B2} = \frac{0,75 \times L \times A \times F_v}{\cos \alpha} - 0,5 \times P$$

### Calcul du lestage au point 1

Moment sollicitant dû au vent : équation d'équilibre autour du point 2 :

$$M_{Fv} = c \times A \times F_v$$

Moment stabilisant dû au poids propre

$$M_{Fv} = -0,5 \times u \times P$$

Ballast nécessaire pour stabiliser le point 2 au renversement :

$$P_{B1} = \frac{(0,75 \times L - L \times \sin^2 \alpha) \times A \times F_v - 0,5 \times L \cos \alpha \times P}{L \cos \alpha}$$

$$P_{B2} = \frac{(0,75 - \sin^2 \alpha) \times A \times F_v}{\cos \alpha} - 0,5 \times P$$

### Equilibre au Soulèvement

Soulèvement sollicitant dû au vent :

$$F_s = A \times F_v \times \cos \alpha$$

$$P_{B1+B2} = A \times F_v \times \cos \alpha - P$$

### Equilibre au Glissement

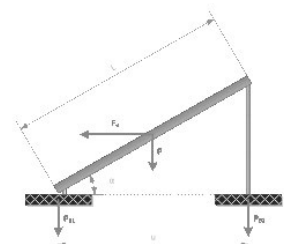
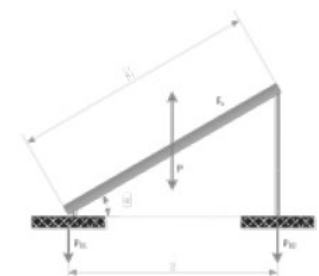
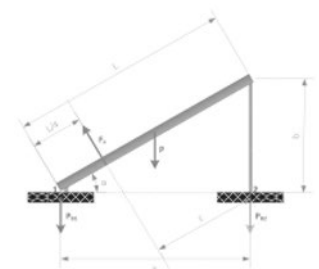
La résultante maximale parallèle au plan de toiture peut être provoquée par le vent en surpression ou en dépression en fonction de l'angle d'inclinaison et des coefficients de force. Cependant, en toiture plate, compte-tenu des inclinaisons des capteurs, du coefficient de frottement, la composante stabilisante du vent en surpression est toujours supérieure à la composante sollicitant en glissement. On n'étudiera donc que le vent en dépression.

Lorsque la toiture n'est pas horizontale, il faut en outre tenir compte que le ballast et le poids propre de l'installation, s'ils stabilisent l'installation solaire n'en provoquent pas eux-mêmes un glissement qui s'ajoute à celui provoqué par le vent.

Il convient donc de considérer pour le vent en dépression et la composante en glissement des charges permanentes :

$$P_{B1+B2} = \frac{A_{ref} \times F_0 \times (\sin \alpha - f \times \cos \alpha)}{F} \times P$$

Avec f : coefficient de frottement prise égal à 0.5





## 2. Annexe 2 : Etudes de cas

### Premier cas

#### 1. Calcul des besoins électriques :

Dans le tableau suivant, on présente un modèle de détermination de la consommation d'un client :

Usage/ Equipement	Nombre	Puissance appelée (W)		Total puissance appelée (W)		Nombre d'heures de fonctionnement par jour (moyenne annuelle)	Charge journalière (Wh/j)
		Nominale	Démarrage	Nominale	Démarrage		
Eclairage LED	10	7	7	70	70	8	560
Eclairage LED	3	50	50	150	150	10,25	1537,5
Eclairage économique	5	20	20	100	100	8	800
TV & accessoires	1	300	300	300	300	7,83	2349
Réfrigérateur	1	700	1500	700	1500	8,72	6104
Climatisation	1	1200	2500	1200	2500	1,05	1260
Equipements ménagers	1	3000	5000	3000	5000	1	3000
<b>TOTAL</b>		<b>5277</b>	<b>9377</b>	<b>5520</b>	<b>9620</b>		<b>15610,5</b>

Tableau de consommation énergétique

#### Détermination de la courbe de charge prévisionnelle

A partir des besoins électriques on établit la courbe de charge prévisionnelle. Le tableau suivant présente la consommation moyenne journalière sur toute l'année d'un client :

Mois	Jan	Fév	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total année
Consommation Jour (Wh)	6160	6075	6490	6405	6735	9635	11185	12585	8570	7105	6990	6895	<b>94830</b>
Consommation Nuit (Wh)	8035	7875	7490	7370	6750	6800	8200	9150	7420	8040	7425	7735	<b>92290</b>

Nombre d'heures de fonctionnement par jour : moyennes mensuelles (h)																										
Usage/ équipement	Jan		Fev		Mars		Avril		Mai		Juin		Juil		Août		Sept		Oct		Nov		Déc		TOTAL	
	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit
Eclairage LED	3	8	2,5	7,5	2	7	1,5	6	0,5	5	0,5	5	0,5	5	0,5	5	1	6	1,5	7	2	7,5	3,5	8	19	77
Eclairage LED	0	13,5	0	13	0	12	0	10	0	8	0	7	0	7	0	7	0	9	0	11	0	12	0	13,5	0	123
Eclairage économique	3	8	2,5	7,5	2	7	1,5	6	0,5	5	0,5	5	0,5	5	0,5	5	1	6	1,5	7	2	7,5	3,5	8	19	77
TV & accessoires	2	6	2	6	2,5	5,5	2,5	5,5	3	5	3,5	4,5	3,5	4	3	4	2,5	5	2,5	5,5	3	5	3	5	33	61
Réfrigérateur	4	3	4	3	4,5	3	4,5	3,5	5	3,5	5,5	4	6	4,5	6,5	5	6	4	5,5	4	5	3	4,5	3	61	43,5
Climatisation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3	1	4	1,5	1	0	0	0	0	0	0	0	10	2,5
Equipements ménagers	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25	9	3

Energie consommée : moyenne journalière en Wh																										
Usage/ équipement	Jan		Fev		Mars		Avril		Mai		Juin		Juil		Août		Sept		Oct		Nov		Déc		TOTAL	
	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit
Eclairage LED	210	560	175	525	140	490	105	420	35	350	35	350	35	350	35	350	70	420	105	490	140	525	245	560	1330	5390
Eclairage LED	0	2025	0	1950	0	1800	0	1500	0	1200	0	1050	0	1050	0	1050	0	1350	0	1650	0	1800	0	2025	0	18450
Eclairage économique	300	800	250	750	200	700	150	600	50	500	50	500	50	500	50	500	100	600	150	700	200	750	350	800	1900	7700
TV & accessoires	600	1800	600	1800	750	1650	750	1650	900	1500	1050	1350	1050	1200	900	1200	750	1500	750	1650	900	1500	900	1500	9900	18300
Réfrigérateur	2800	2100	2800	2100	3150	2100	3150	2450	3500	2450	3850	2800	4200	3150	4550	3500	4200	2800	3850	2800	3500	2100	3150	2100	42700	30450
Climatisation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2400	0	3600	1200	4800	1800	1200	0	0	0	0	0	0	0	12000	3000
Equipements ménagers	2250	750	2250	750	2250	750	2250	750	2250	750	2250	750	2250	750	2250	750	2250	750	2250	750	2250	750	2250	750	27000	9000
<b>Total</b>	6160	8035	6075	7875	6490	7490	6405	7370	6735	6750	9635	6800	11185	8200	12585	9150	8570	7420	7105	8040	6990	7425	6895	7735	94830	92290
	14195		13950		13980		13775		13485		16435		19385		21735		15990		15145		14415		14630		187120	

**L'information relative à la consommation journalière et nocturne nous permet par la suite d'optimiser la capacité des batteries.**

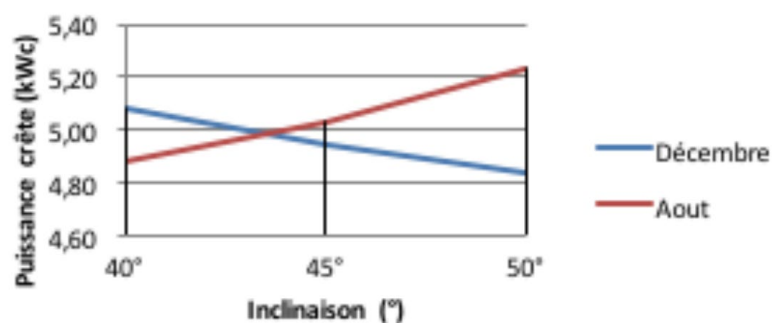
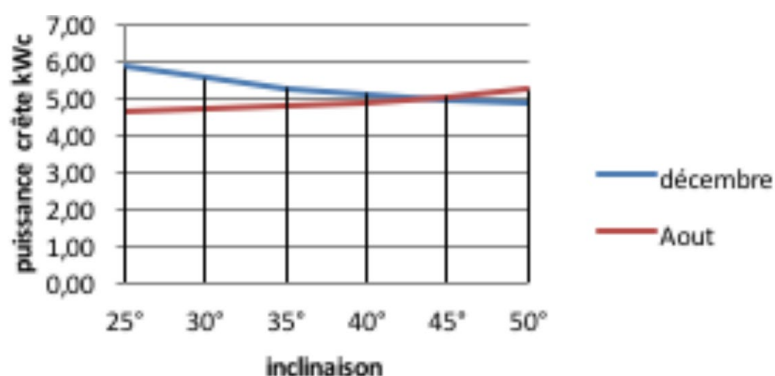
## 2. Détermination de l'inclinaison optimale :

L'inclinaison optimale est celle qui permet de satisfaire les besoins mensuels maximums et ceux du mois le moins ensoleillé avec la puissance photovoltaïque optimale

Ensoleillement (Source PVGIS)											
Mois	H(25)	H(30)	H(35)	H(40)	H(45)	H(50)	H(55)	H(60)	H(65)	H(70)	H(75)
Août	7420	7340	7220	7040	6830	6570	6260	5920	5540	5130	4680
Décembre	3560	3750	3930	4070	4190	4280	4350	4380	4380	4360	4300

Charge moyenne journalière(Wh)	Décembre		Août	
	Jour	Nuit	Jour	Nuit
	6895,000	7735,00	12585,000	9150

Puissance crête (kWc)						
Inclinaison	25°	30°	35°	40°	45°	50°
Décembre	5,81	5,52	5,27	5,08	4,94	4,84
Août	4,63	4,68	4,76	4,88	5,03	5,23



L'inclinaison optimale est alors 45°.

### 3. Puissance crête du générateur photovoltaïque :

La puissance crête du générateur photovoltaïque d'une installation autonome se détermine à partir de la formule suivante :

$$P_c = \frac{\text{charge journalière DC}}{\eta_{\text{Global DC}} \cdot E_i} - \frac{\text{charge journalière AC}}{\eta_{\text{Global AC}} \cdot E_i}$$

Avec :

PC est la puissance crête du champ photovoltaïque.

E<sub>i</sub> est l'irradiation solaire journalière reçue par une surface unitaire (1 m<sup>2</sup>) du champ photovoltaïque, en prenant en compte l'orientation et l'inclinaison de celui-ci.

$$P_c = \frac{\text{charge journalière AC}}{\eta_{\text{Global AC}} \cdot E_i}$$

$$\eta_{AC} = \eta_{\text{onduleur}} \cdot \eta_{\text{régulateur}} \cdot \eta_{\text{batterie}} \cdot (1 - \text{pertes AC+DC}) = 0.744$$

Puisque le client se trouve au grand tunis (Z2) le rendement global est alors :

$$\eta_{\text{Global AC}} (\text{Décembre}) = 0.95 \times \eta_{AC} = 0.707$$

$$\eta_{\text{Global AC}} (\text{Août}) = 0.85 \times \eta_{AC} = 0.632$$

Ainsi la puissance crête du générateur photovoltaïque pendant les mois de Décembre et Août sont :

Puissance crête (kWc)	Décembre	Août
	4,94	5,03

La puissance crête qui répond aux besoins du mois le moins ensoleillé et le mois où les besoins sont les plus élevés est 5,03kWc.

#### 3.1. Dimensionnement du champ photovoltaïque

On choisit des modules de puissance 260Wc

Puissance du module (kWc)	0,260
U <sub>ocstc</sub> (V)	37,800
U <sub>oc</sub> (-10°C) (V)	41,921
I <sub>sc</sub> STC (A)	9,070
I <sub>sc</sub> (T <sub>max</sub> ) (A)	9,347

$$\text{Puissance totale (Wc)} = \text{puissance d'un module (Wc)} = 5030260 = 19,35 = 20 \text{ modules}$$

Le nombre de modules est alors supérieur ou égal à 20 modules

Nombre de modules par chaîne :

$$N_{\text{max/chaîne}} = \frac{U_{DC\text{max}} \text{ régulateur}}{U_{oc} \text{ module PV à } -10^\circ\text{C}}$$

##### 3.1.1. Nombre de modules en parallèle :

La fiche technique du régulateur nous indique le courant maximal admissible I<sub>max</sub>.

$$N_{\text{max chaînes en parallèle}} \leq \frac{I_{\text{max régulateur}}}{I_{sc} \text{ module à } T_{\text{max}}}$$

### 4. Choix du régulateur

Le choix du régulateur s'effectue selon les critères suivants.

- L'intensité maximale admissible par le circuit d'entrée du régulateur : doit être supérieure à la somme des courants de court-circuit des modules photovoltaïques montés en parallèle à T<sub>max</sub>.
- Courant de charge : celui qui permet de charger la batterie.
- La plage de tension d'entrée : la tension à circuit ouvert délivrée par le générateur photovoltaïque à -10°C.

- La tension de sortie : tension du parc de batteries.

On choisit un régulateur MPPT avec les caractéristiques suivantes :  $UDC_{max} = 150V$ ,  $I_{max} = 70A$

Pour les modules choisis et en tenant compte de ce régulateur :

- Le nombre de modules en série doit être inférieur à 3,58 (150/41,9). D'où le nombre maximum de modules par chaîne est 3.
- Le nombre maximum de chaînes en parallèles doit être inférieur à 7,49 (70/9,34). d'où le nombre maximum de chaînes est de 7

Ainsi le nombre de modules est 21 modules.

Le champ photovoltaïque est alors composé de 7 chaînes en parallèle de trois modules chacune.

### 5. Choix de l'onduleur

La somme des puissances nominales des charges courant alternatif est de 5,485kW.

La somme des puissances de démarrage des charges courant alternatif est de 9,585 kW.

L'onduleur doit avoir :

- Une puissance nominale supérieure ou égale à 6,925 kW ((5,485+ pertes). 1,25)
- Une puissance de démarrage supérieure à 9,585 kW

On opte pour un onduleur avec les caractéristiques suivantes : puissance= 8kW, puissance de démarrage = 16kW

### 6. Dimensionnement du parc de batteries

Le coefficient de décharge profonde maximum de 50%

L'autonomie minimale adoptée par région est la suivante :

- 03 jours pour la Z1
- 02 jours pour la Z2 et Z3

Le client est à Tunis (Zone 2),

Le calcul optimisé de la capacité de la batterie peut se faire à l'aide de la formule suivante :

$$C(Ah) = \frac{(charge\ AC\ jour \cdot 0,7 + Charge\ AC\ nuit) \cdot autonomie}{U_{bat} \cdot \eta_{batterie} \cdot \eta_{onduleur} \cdot (1 - Pertes) \cdot coef\ de\ décharge\ profonde}$$

La capacité de la batterie nécessaire pour les mois de Janvier et Août est :

Capacité Batterie (Ah)	Décembre	Août
	1309.4	1872.12

On opte pour une batterie avec les caractéristiques suivantes : Tension 2V, capacité supérieure à 1310 Ah en C100

Ainsi le parc de batteries est composé de 24 batteries en série.

### 7. Dimensionnement des câbles DC

Les chutes de tension  $\Delta U$  maximales doivent être :

- Inférieure à 1% entre la batterie et le régulateur de charge
- Inférieure à 1% entre la batterie et le coffret AC à la sortie de l'onduleur
- Inférieure à 1% entre le champ photovoltaïque et le régulateur de charge

Avec  $\Delta U = (\rho L/S) \times I$

L : Longueur du câble (en mètre)

S : Section du câble (en mm<sup>2</sup>)

$\rho$  : Résistivité du conducteur en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

- Résistivité  $r = 0.023 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$
- Uchaîne= 95,1 V
- Nombre de modules par chaîne= 3
- Nombre de chaînes= 7
- La longueur du câble DC est 2 fois la distance (m)

DC	Distance (m)	section (mm <sup>2</sup> )	intensité (A)	R (Ω)	Δ U/U(V)
chaîne - Boite de Jonction DC	10	6	8,2	0,038	0,66%
Boite de Jonction DC -Coffret DC- Régulateur	1	25	57,4	0,001	0,11%
Régulateur - Batterie	2	25	57,4	0,002	0,44%
Batterie - onduleur	3	25	120,000	0,003	1,27%
Δ U/U Total (%)					2,59%
AC	longueur	section (mm <sup>2</sup> )	intensité (A)	Z (cos φ=1)	Δ U (V)
Onduleur - Coffret AC	1	4	36,8	0,0058	0,366
Δ U/U Total (%)					0,16%

## 8. Organes de protection

Nombre de modules en série : 3

Nombre de chaîne : 7

Organes de protection (nombre)	Boite de jonction	Coffret DC	Coffret AC	Fusible batterie- Régulateur	Fusible batterie- onduleur
Porte fusible/ Fusibles (07)	Tension = 600V Courant = 12A	-	-	-	-
Interrupteur sectionneur (01)	-	Tension = 600V courant = 70A	-	-	-
Disjoncteur différentiel (01)	-	-	courant de fuite = 100mA courant = 45A	-	-
Parafoudre (2P-01) si boite de jonction proche du champ PV	Ucpv>600V Iscpv>20k A	-	-	-	-
Coupure d'urgence (01)	Courant = 6A 48 V CC	-	-	-	-
Fusible batterie (02)	-	-	-	-	Courant = 100A Courant = 150A
Porte fusible batterie (02)	-	-	-	Capacité de coupure >10kA	Capacité de coupure >10kA

## Deuxième cas

### 1. Calcul des besoins électriques :

Dans le tableau suivant, on présente un modèle de détermination de la consommation d'un client :

Usage/ Équipement	Nombre	Puissance appelée (W)		Total puissance appelée (W)		Nombre d'heures de fonctionnement par jour (moyenne annuelle)	Charge journalière (Wh/j)
		Nominale	Démarrage	Nominale	Démarrage		
Eclairage LED	4	7	7	28	28	8	224
TV & accessoires	1	150	300	150	300	7,83	1174,5
Réfrigérateur SOLAIRE	1	80	100	80	100	8,72	697,6
<b>TOTAL</b>		<b>237</b>	<b>407</b>	<b>258</b>	<b>428</b>		<b>2096,1</b>

Tableau de consommation énergétique

#### Détermination de la courbe de charge prévisionnelle

A partir des besoins électriques on établit la courbe de charge prévisionnelle. Le tableau suivant présente la consommation moyenne journalière sur toute l'année d'un client:

Mois	Jan	Fév	Mars	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total année
Consommation Jour (Wh)	624	690	791	777	864	979	1019	984	883	857	10282	10282	<b>10282</b>
Consommation Nuit (Wh)	1364	1350	1261	1273	1170	1135	1100	1140	1238	1341	1200	1214	<b>14786</b>

Nombre d'heures de fonctionnement par jour : moyennes mensuelles (h)																										
Usage/ équipement	Jan		Fev		Mars		Avril		Mai		Juin		Juil		Août		Sept		Oct		Nov		Déc		TOTAL	
	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit
Eclairage LED	3	8	2,5	7,5	2	7	1,5	6	0,5	5	0,5	5	0,5	5	0,5	5	1	6	1,5	7	2	7,5	3,5	8	19	77
TV & accessoires	2	6	2	6	2,5	5,5	2,5	5,5	3	5	3,5	4,5	3,5	4	3	4	2,5	5	2,5	5,5	3	5	3	5	33	61
Réfrigérateur	3	3	4	3	4,5	3	4,5	3,5	5	3,5	5,5	4	6	4,5	6,5	5	6	4	5,5	4	5	3	4,5	3	60	43,5

Energie consommée : moyenne journalière en Wh																										
Usage/ équipement	Jan		Fev		Mars		Avril		Mai		Juin		Juil		Août		Sept		Oct		Nov		Déc		TOTAL	
	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit	Jour	Nuit
Eclairage LED	84	224	70	210	56	196	42	168	14	140	14	140	14	140	14	140	28	168	42	196	56	210	98	224	532	2156
TV & accessoires	300	900	300	900	375	825	375	825	450	750	525	675	525	600	450	600	375	750	375	825	450	750	450	750	4950	9150
Réfrigérateur	240	240	320	240	360	240	360	280	400	280	440	320	480	360	520	400	480	320	440	320	400	240	360	240	4800	3480
Total	624	1364	690	1350	791	1261	777	1273	864	1170	979	1135	1019	1100	984	1140	883	1238	857	1341	906	1200	908	1214	10282	14786
	1988		2040		2052		2050		2034		2114		2119		2124		2121		2198		2106		2122		25068	

### 2. Détermination de l'inclinaison optimale :

L'inclinaison optimale est celle qui permet de satisfaire les besoins mensuels maximums et ceux du mois le moins ensoleillé avec la puissance photovoltaïque optimale

Ensoleillement (Source PVGIS)												
Mois	H(25)	H(30)	H(35)	H(40)	H(45)	H(50)	H(55)	H(60)	H(65)	H(70)	H(75)	
Août	7420	7340	7220	7040	6830	6570	6260	5920	5540	5130	4680	
Décembre	3560	3750	3930	4070	4190	4280	4350	4380	4380	4360	4300	

	Décembre		Août	
	Jour	Nuit	Jour	Nuit
Charge journalière (DC et AC)	908,000	1214,00	984,000	1140
Charge journalière (AC)	548,000	974,000	464,000	740,000
Charge journalière DC	360,000	240,00	520,000	400



Puissance crête (kWc)							
Inclinaison	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°
Décembre	0,77	0,73	0,71	0,69	0,67	0,66	0,66
Août	0,44	0,44	0,46	0,47	0,49	0,51	0,54

L'inclinaison optimale est alors 50°.

### 3. Puissance crête du générateur photovoltaïque :

La puissance crête du générateur photovoltaïque d'une installation autonome se détermine à partir de la formule suivante :

$$P_c = \frac{\text{charge journalière DC}}{\eta_{\text{Global DC}} \cdot E_i} + \frac{\text{charge journalière AC}}{\eta_{\text{Global AC}} \cdot E_i}$$

Avec :

PC est la puissance crête du champ photovoltaïque.

E<sub>i</sub> est l'irradiation solaire journalière reçue par une surface unitaire (1 m<sup>2</sup>) du champ photovoltaïque, en prenant en compte l'orientation et l'inclinaison de celui-ci.

$\eta_{AC} = \eta_{\text{onduleur}} \cdot \eta_{\text{charge régulateur}} \cdot \eta_{\text{batterie}} \cdot (1 - \text{pertes}_{AC}) = 0.768$

$\eta_{DC} = \eta_{\text{charge régulateur}} \cdot \eta_{\text{décharge régulateur}} \cdot \eta_{\text{batterie}} \cdot (1 - \text{pertes}_{DC}) = 0.792$

Puisque le client se trouve au grand Tunis (Z2), le rendement global est alors :

$\eta_{\text{Global AC}} (\text{Décembre}) = 0.95 \times \eta_{AC} = 0.729$

$\eta_{\text{Global AC}} (\text{Aout}) = 0.85 \times \eta_{AC} = 0.652$

$\eta_{\text{Global DC}} (\text{Décembre}) = 0.85 \times \eta_{DC} = 0.752$

$\eta_{\text{Global DC}} (\text{Aout}) = 0.85 \times \eta_{DC} = 0.673$

Ainsi la puissance crête du générateur photovoltaïque pendant les mois de Janvier et Aout sont :

Puissance crête (kWc)	Décembre	Août
	0,674	0,489

La puissance crête qui répond aux besoins des mois le moins ensoleillé et le mois où les besoins sont les plus élevés est 0,674kWc.

#### 3.1. Dimensionnement du champ photovoltaïque

On choisit des modules de puissance 260Wc

Puissance du module (kWc)	0,260
U <sub>ocstc</sub> (V)	37,800
U <sub>oc</sub> (-10°C) (V)	41,921
I <sub>sc</sub> STC (A)	9,070
I <sub>sc</sub> (T <sub>max</sub> ) (A)	9,347

Puissance totale (Wc) puissance d'un module (Wc) = 674260 = 2,59 = 20 modules

Nombre de modules par chaîne :

$$N_{\text{max/chaîne}} = \frac{U_{DC\text{max régulateur}}}{U_{oc \text{ module PV à } -10^\circ\text{C}}}$$

##### 3.1.1. Nombre de modules en parallèle :

La fiche technique du régulateur nous indique le courant maximal admissible I<sub>max</sub>.

$$N_{\text{max chaînes en parallèle}} = \frac{I_{\text{max régulateur}}}{I_{sc \text{ module à } T_{\text{max}}}}$$

### 4. Choix du régulateur

Le choix du régulateur s'effectue selon les critères suivants.

- L'intensité maximale admissible par le circuit d'entrée du régulateur : doit être supérieure à la somme des courants de court-circuit des modules photovoltaïques montés en parallèle à T<sub>max</sub>.
- Courant de charge : celui qui permet de charger la batterie.
- La plage de tension d'entrée : la tension à circuit ouvert délivrée par le générateur photovoltaïque à -10°C.
- La tension de sortie : tension du parc de batteries.

On choisit un régulateur MPPT avec les caractéristiques suivantes : U<sub>DCmax</sub>= 150V, I<sub>max</sub>= 40A

Pour les modules choisis et en tenant compte de ce régulateur :

- Le nombre de modules en série doit être inférieur à 3,58. D'où le nombre maximum de modules par chaîne est 3

Ainsi le nombre de modules est 3

Le champ photovoltaïque est alors composé d'une seule chaîne de trois modules en parallèle chacune

### 5. Choix de l'onduleur

La somme des puissances nominales des charges courant est de 0.178kW

La somme des puissances de démarrage des charges courant alternatif est de 0,328 kW

L'onduleur doit avoir :

- Une puissance supérieure ou égale à 0,225 kW ((0.178+ pertes). 1,25)
- Une puissance de démarrage supérieure à 0,328 kW

On opte pour un onduleur avec les caractéristiques suivantes : puissance nominale= 0,4kW, puissance de démarrage = 0.9 kW

### 6. Dimensionnement du parc de batteries

Le coefficient de décharge profonde maximum de 50%

Le réfrigérateur solaire fonctionne en courant continu, il est alimenté directement à partir du régulateur.

Le calcul optimisé de la capacité de la batterie peut se faire à l'aide de la formule suivante :

$$C(Ah) = \frac{(charge\ AC\ jour \times 0,7 + Charge\ AC\ nuit) \times autonomie}{U_{bat} \cdot \eta_{batterie} \cdot \eta_{onduleur} \cdot (1-Pertes\ AC) \cdot coef\ de\ décharge\ profonde} + \frac{(charge\ DC\ jour \times 0,7 + Charge\ DC\ nuit) \times autonomie}{U_{bat} \cdot \eta_{batterie} \cdot \eta_{décharge} \cdot \eta_{régulateur} \cdot (1-PertesDC) \cdot coef\ de\ décharge\ profonde}$$

La capacité de la batterie nécessaire pour les mois de janvier et Août est :

Capacité Batterie (Ah)	Décembre	Août
	385,610	381,274

On opte pour une batterie avec les caractéristiques suivantes : tension = 2V, capacité supérieure à 386 Ah en C100.

Ainsi le parc de batteries est composé de 12 batteries en série

### 7. Dimensionnement des câbles DC

Les chutes de tension ΔU maximales doivent être :

- Inférieure à 1% entre la batterie et le régulateur de charge
- Inférieure à 1% entre la batterie et le coffret AC à la sortie de l'onduleur
- Inférieure à 1% entre le champ photovoltaïque et le régulateur de charge
- Inférieure à 3% entre le régulateur de charge et les charges DC

Avec  $\Delta U = (\rho L/S) \times I$

L : Longueur du câble (en mètre)

S : Section du câble (en mm<sup>2</sup>)

$\rho$  : Résistivité du conducteur en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

- Résistivité  $r = 0.023 \Omega \text{mm}^2/\text{m}$
- Uchaîne = 95.1 V
- Nombre de modules par chaîne : 3
- Nombre de chaînes en parallèle : 1

La longueur du câble DC est 2 fois la distance (m)

DC	Distance (m)	section (mm <sup>2</sup> )	intensité (A)	R ( $\Omega$ )	$\Delta U/U(V)$
chaîne - Boite de Jonction DC	10	10	8,2	0,023	0,40%
Boite de Jonction DC -Coffret DC- Régulateur	1	10	8,2	0,002	0,04%
Régulateur - Batterie	2	10	8,2	0,005	0,16%
Batterie - onduleur	3	10	20,000	0,007	0,58%
$\Delta U/U$ Total (%)					1,17%
AC	longueur	section (mm <sup>2</sup> )	intensité (A)	Z ( $\cos \phi=1$ )	$\Delta U$ (V)
Onduleur - Coffret AC	1	4	36,8	0,0058	0,366
$\Delta U/U$ Total (%)					0,16%

### 8. Organes de protection

Nombre de modules en série est : 3

Nombre de chaîne est : 1

Organes de protection (nombre)	Boite de jonction	Coffret DC	Coffret AC	Fusible batterie- Régulateur	Fusible batterie- onduleur
Interrupteur sectionneur (01)	-	Tension = 600V courant = 16A	-	-	-
Disjoncteur différentiel (01)	-	-	courant de fuite = 100mA courant = 15A	-	-
Parafoudre (01-2P)	-	$U_{cpv} > 600V$ $I_{scpv} > 20kA$	-	-	-
Coupe d'urgence (01)	Courant = 6A 24 V CC			-	-
Fusible batterie (02)	-	-	-	Courant = 50A	Courant = 30A
Porte fusible batterie (02)	-	-	-	Capacité de coupure >4kA	Capacité de coupure >4kA

### 3. Annexe3 : recherche et réparation de pannes

Avant de commencer la recherche d'une panne on doit s'assurer :

- Qu'on dispose du schéma global actualisé de l'installation.
- Qu'on identifie sur le schéma assez clairement chacun des composants.
- Qu'on dispose des fiches d'intervention permettant de consigner les interventions effectuées.

#### Recherche de la panne

Dans cette partie du référentiel, on indique ce qu'il faut faire pour identifier les principales pannes pouvant subvenir dans une installation photovoltaïque autonome et comment remédier à ces pannes.

Il est important :

- d'être sûr d'avoir correctement identifié les symptômes du défaut,
- d'avoir toujours commencé par la première étape inscrite sous chaque symptôme et d'avoir continué dans l'ordre vers chaque étape.

## Symptômes de Dysfonctionnement

Les principaux symptômes de dysfonctionnement d'une installation photovoltaïque autonome DC/AC sont récapitulés comme suit :

Symptômes	Diagramme de recherche de panne correspondant
> Aucun récepteur AC n'est alimenté : l'onduleur ne débite pas	Diagramme 1
> Les récepteurs fonctionnent le soir pendant une à deux heures et l'onduleur s'arrête.	Diagramme 2
> L'onduleur ne débite pas, mais l'indicateur de fonctionnement clignote.	Diagramme 3
> L'onduleur indique une baisse de tension prématurée.	Diagramme 4
> L'onduleur ne peut pas démarrer ou s'arrête au bout de quelques minutes de fonctionnement.	Diagramme 5
> L'onduleur indique une surtension.	Diagramme 6

## Diagrammes de recherche des pannes

### A. Diagramme de recherche de panne N° 1

Identification de la panne	N° de procédure à suivre
Alimentation coupée	1
Tension aux bornes de l'onduleur faible	2
Circuit batterie-onduleur interrompu	3
Batterie déchargée ou défectueuse	6
Générateur solaire ne débite pas	4

### B. Diagramme de recherche de panne N° 2

Identification de la panne	N° de procédure à suivre
La charge a augmenté	5
Batterie profondément déchargée	6
Batterie défectueuse	6
Générateur solaire ne débite pas correctement	4

### C. Diagramme de recherche de panne N° 3

Identification de la panne	N° de procédure à suivre
Charge à la sortie trop faible pour être détectée	7
L'alimentation de certaines charges interrompue ou défailante	7

### D. Diagramme de recherche de panne N° 4

Identification de la panne	N° de procédure à suivre
Câble d'entrée onduleur trop long	8
Batterie pas assez chargée ou défectueuse	6

### E. Diagramme de recherche de panne N° 5

Identification de la panne	N° de procédure à suivre
Charge trop importante	5
Chute de tension importante à l'entrée de l'onduleur	8
Batterie pas assez déchargée ou défectueuse.	6

### F. Diagramme de recherche de panne N° 6

Identification de la panne	N° de procédure à suivre
Seuil de régulation modifié	9
Raccordement batterie-régulateur (onduleur) défailant	3
Régulateur défailant	9

## Procédures d'opération de dépannage

### A. PROCEDURE D'OPERATION N°1 : L'alimentation est coupée.

- Comment confirmer cette panne ?

Un disjoncteur différentiel est installé au niveau du coffret AC à la sortie de l'onduleur. La charge AC n'est pas alimentée quand le disjoncteur est ouvert.

- Comment réparer cette panne ?

Vérifier que le disjoncteur est ouvert. S'il est ouvert, refermer. Observer l'état de fonctionnement de la charge.

#### B. PROCEDURE D'OPERATION N°2 : Tension aux bornes de l'onduleur est faible.

- Comment confirmer cette panne ?

Dans certains cas, les batteries sont directement connectées à l'onduleur qui en assure la protection contre les décharges profondes. Quand la tension de la batterie est inférieure à la tension de déconnexion de la charge U<sub>min</sub>, l'onduleur coupe les récepteurs. Vérifier si l'indication de décharge profonde est activée :

- Si oui, la batterie est déchargée et ceci explique l'arrêt de l'onduleur.
- Si non, vérifier la tension de la batterie. Si elle est supérieure à la tension de déconnexion de la charge U<sub>min</sub>, le seuil de coupure de l'onduleur est peut-être dérégulé.
- Comment réparer cette panne ?
- Si la tension de la batterie est inférieure à la tension de déconnexion de la charge U<sub>min</sub>, cas normal de délestage des récepteurs, laisser recharger les batteries et suivre leur comportement.
- Si la tension de la batterie est supérieure à la tension de déconnexion de la charge U<sub>min</sub>, vérifier le seuil de délestage de l'onduleur.
- Si un onduleur de rechange est disponible, essayez-le. Si le défaut se confirme faites remplacer l'onduleur défaillant.

#### C. PROCEDURE D'OPERATION N°3 : Circuit batterie-onduleur interrompue, connexion batterie interrompue.

- Comment confirmer ce défaut ?

Les connexions des batteries peuvent être endommagées à cause de la corrosion et/ou le fusible de batterie placé entre la batterie et l'onduleur est défaillant : Dans ce cas les batteries n'alimentent plus l'onduleur, qui affiche une tension basse, et ne peuvent pas débiter.

- Comment réparer ce défaut ?

Vérifier toutes les connexions des batteries ainsi que le circuit entre les batteries et l'onduleur. Si une déconnexion est identifiée, réparer le défaut et observer le fonctionnement de l'onduleur.

#### D. PROCEDURE D'OPERATION N°4 : Les modules photovoltaïques ne débitent pas.

- Comment confirmer ce défaut ?

Si les modules ne débitent pas convenablement, les batteries ne seront pas chargées. Vérifier que les modules sont bien nettoyés.

- Si oui, vérifier les connexions des modules, vérifier les tensions de circuit ouvert et les courants de court-circuit au niveau du coffret DC, puis au niveau des boîtes de jonction sinon au niveau des modules un à un.
- Ce défaut pourrait être au niveau des composants du coffret DC, sinon au niveau des composants des boîtes de jonction sinon au niveau des diodes by-pass de l'un des modules.
- Comment réparer ce défaut ?
- Si les modules sont sales, les nettoyer et suivre la charge des batteries.
- Si les connexions sont défectueuses, les rétablir.
- Si des organes au niveau de la boîte DC et des boîtes de jonction sont défectueux, les remplacer.
- Si aucune anomalie n'est détectée au niveau du câblage DC, du coffret DC et des boîtes de jonction et les tensions de circuit ouvert sont faibles (environ la moitié de la tension totale par module) et que certaines diodes by-pass sont défectueuses, les changer ou les enlever en vue d'un futur remplacement.

#### E. PROCEDURE D'OPERATION N°5 : La charge a augmenté : D'autres récepteurs que ceux prévus ont été branchés.

- Comment confirmer ce défaut ?

Si des charges supplémentaires par rapport à la configuration initiale ont été identifiées et sont branchées sur le système.

- Comment réparer ce défaut ?
- Demander à l'utilisateur de les débrancher et suivre le comportement du système

#### F. PROCEDURE D'OPERATION N°6 : Batteries souvent déchargées ou défectueuses.

- Comment confirmer ce défaut ?

- Débrancher les batteries des modules et de l'onduleur et laisser reposer au moins pour une heure.
- Mesurer la densité de chaque élément, sa température et sa tension.
- La batterie est composée de plusieurs éléments en série. Vérifier l'état de charge de chaque élément en vérifiant le lien entre la densité et la tension de la batterie à l'aide de la formule suivante:

$$U/V = D/Kg/l + 0.85$$

Avec :  $U$  = tension de l'élément en [V]

$D$  = densité de l'électrolyte en [kg/l]

Si  $U$  est inférieure à 1,85 V l'élément est déchargé profondément.

- Comment réparer ce défaut ?

Effectuer une charge d'égalisation. A cet effet les récepteurs doivent être déconnectés pendant une période nécessaire à assurer une pleine charge des batteries. Après la charge d'égalisation faites un test de décharge sur la batterie le soir sans charge. Il s'agira de mesurer le comportement de la tension de la batterie avec des niveaux de charge évolutifs (1 lampes, 2 lampes, etc.). Si la tension diminue trop vite, la batterie est défectueuse.

G. PROCEDURE D'OPERATION N°7 : Charge à la sortie trop faible pour être détectée.

- Comment confirmer ce défaut ?

Si l'onduleur est doté d'un dispositif « de stand-by » en mode automatique, il s'éteint quand il n'y a aucune charge. Il ne redémarre que quand il détecte une charge. Si la sensibilité préfixée ne permet pas de détecter la charge alimentée, il ne démarrera pas. Augmenter la charge et suivre le comportement de l'onduleur.

- Comment réparer ce défaut ?

Si l'onduleur démarre après l'augmentation de la charge, diminuer progressivement la charge afin de détecter la charge minimale de démarrage de l'onduleur. Si cette charge minimale est fréquente, modifier la sensibilité du seuil de démarrage.

H. PROCEDURE D'OPERATION N°8 : Câble d'entrée onduleur trop long.

- Comment confirmer ce défaut ?

Une chute de tension importante à l'entrée de l'onduleur peut être due au dimensionnement de la section du câble d'alimentation et de la distance entre la batterie et l'onduleur. Vérifier la section du câble installé. Vérifier la distance entre les batteries et l'onduleur. Vérifier la chute de tension maximale admissible, en tenant compte du courant maximal, à l'aide de la formule suivante :

Avec :  $\Delta U$  = chute de tension maximale en [V]

$S$  = section câble actuelle en [mm<sup>2</sup>]

$\rho$  = résistivité câble en [ $\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{m}^{-1}$ ] = 0,01786  $\Omega \cdot \text{mm}^2 \cdot \text{m}^{-1}$  pour le cuivre

$I$  = Intensité de courant en [A]

$L$  = Longueur actuelle du câble en [m]

- Si la chute de tension constatée est supérieure à 1%, rapprocher les batteries de l'onduleur.
- Si le rapprochement n'est pas possible augmenter la section du câble.

La chute de tension à l'entrée de l'onduleur peut être grande si la charge est trop importante (donc le courant à l'entrée est élevé), bien que le câble à l'entrée ne soit pas trop long.

Vérifier qu'une charge trop importante n'empêche pas le démarrage de l'onduleur.

I. PROCEDURE D'OPERATION N°9 : Régulateur défaillant.

- Comment confirmer ce défaut ?

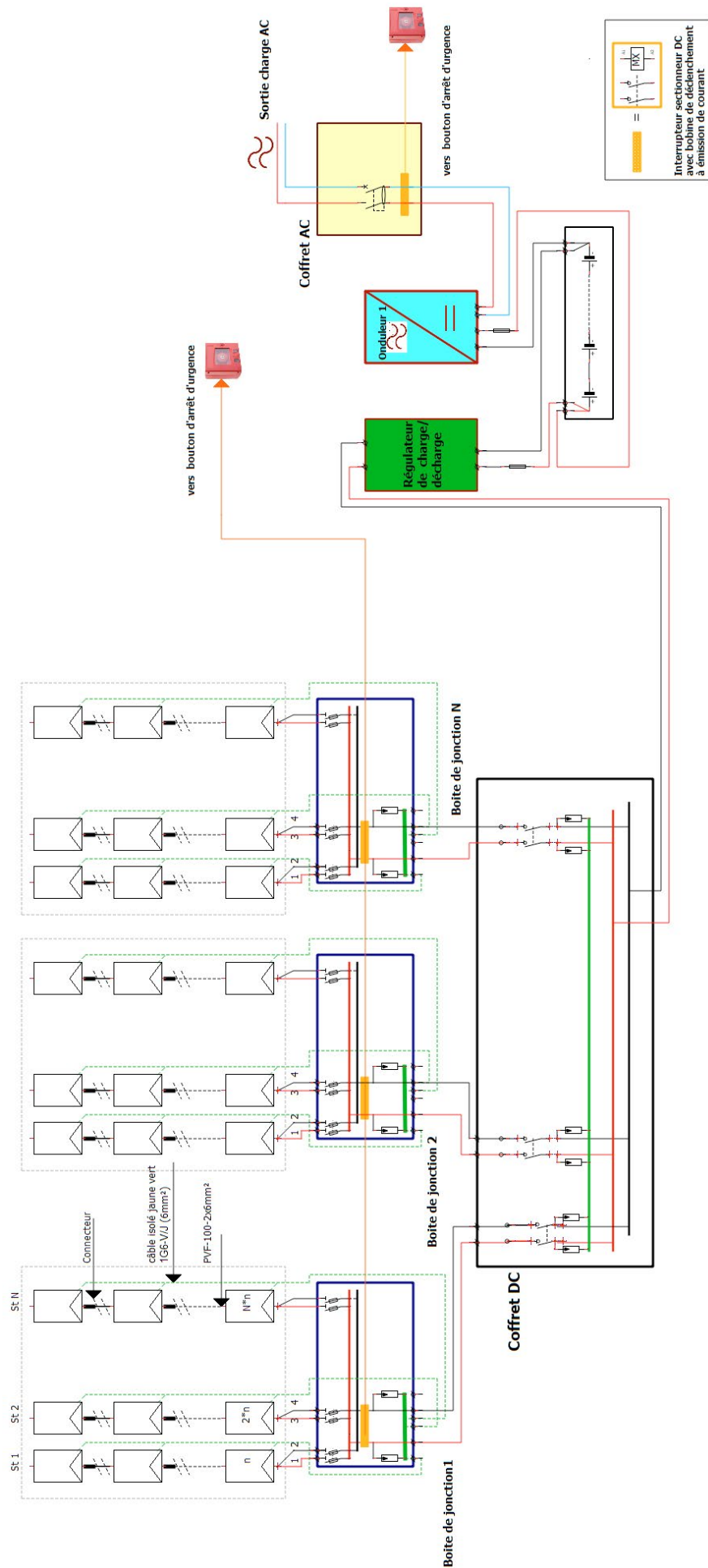
Le régulateur de charge assure la protection en surcharge de la batterie. Il arrête la charge de la batterie quand la tension de celle-ci dépasse un seuil maximal. Si la tension à l'entrée de l'onduleur est supérieure à la tension maximale de fin de charge, le régulateur peut être défaillant.

- Mesurer la tension aux bornes des batteries.
- Mesurer la tension aux bornes « batterie » du régulateur de charge.

Si ces tensions sont supérieures à la tension de fin de charge (fonction de la température), le régulateur ne régule pas.

- Comment réparer ce défaut ?
- Remplacer le régulateur.

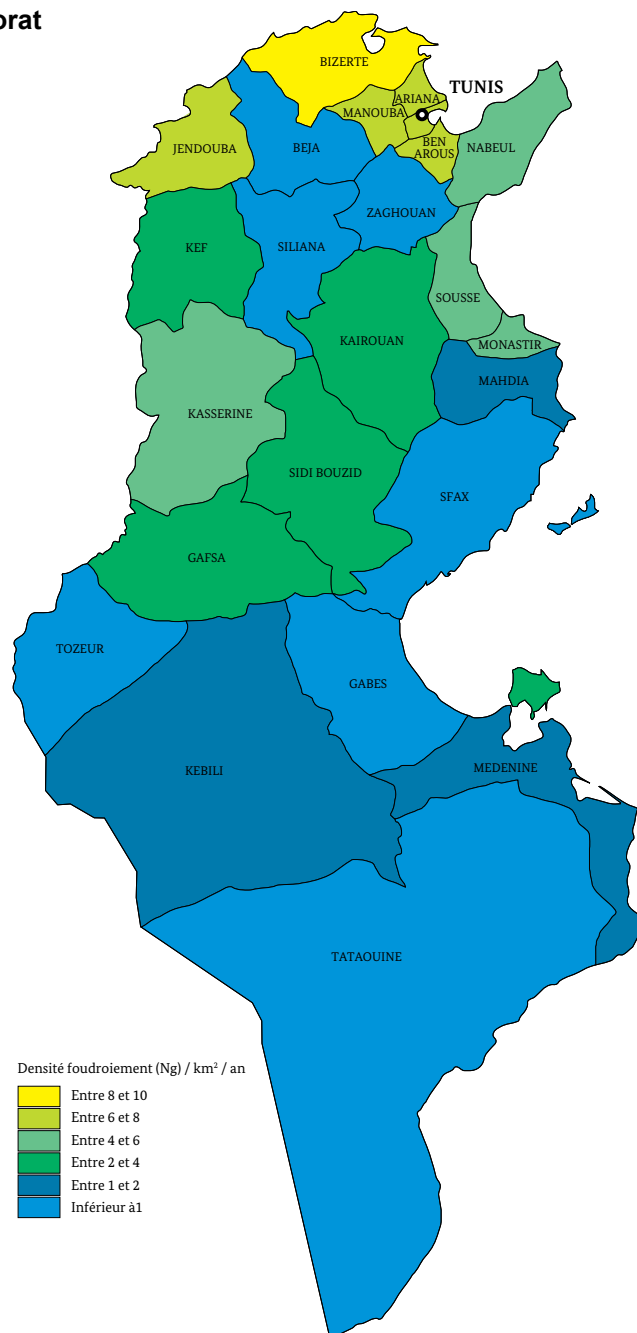
4. Annexe4 : schéma multifilaire de référence  
(installation photovoltaïque pour électrification rurale DC/AC)





## 5. Annexe 5 : Niveau keraunique par gouvernorat

Gouvernorat ou région	Niveau Kéraunique
Bizerte	77
Béja	11
Jendouba	59
Grand Tunis	59
Nabeul	43
Zaghouan	10
Siliana	16
Le Kef	23
Sousse	47
Monastir	47
Kairouan	34
Mahdia	5
Sfax	14
Sidi Bouzid	22
Kasserine	46
Gafsa	23
Gabès	14
Djerba	25
Medenine	4
Kebili	3



Elaboré par

**Agence Nationale pour la Maitrise de l'Energie (ANME)**

Cité Administrative Montplaisir, Avenue de Japon B.P.213

T +216 71 906 900

F +216 71 904 624

E [boc@anme.nat.tn](mailto:boc@anme.nat.tn)

W [www.anme.nat.tn](http://www.anme.nat.tn)

En partenariat avec

Projet de Renforcement du Marché Solaire en Tunisie

**Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

B.P. 753, 1080 Tunis-Cedex Tunesien / Tunisie

T +216 71 901 355

F +216 71 908 960

E [info@giz.de](mailto:info@giz.de)

W [www.giz.de](http://www.giz.de)

Responsables

**Karim Nefzi, ANME**

**Mohamed Ali Farhat, ANME**

**Sana Kacem, ANME**

**Mohamed Maghrebi, GIZ**



